

И. П. ПУСТОВОЙТЕНКО, А. П. СЕЛЬВАЩУК

**СПРАВОЧНИК
МАСТЕРА
по сложным
буровым работам**

И.П.ПУСТОВОЙТЕНКО, А.П.СЕЛЬВАЩУК

СПРАВОЧНИК МАСТЕРА ПО СЛОЖНЫМ буровым работам

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ



МОСКВА «НЕДРА» 1983

Пустовойтенко И. П., Сельващук А. П. Справочник мастера по сложным буровым работам.— 3-е изд., перераб. и доп. М., Недра, 1983, с. 248.

Третье издание (2-е изд.— 1971) значительно переработано и дополнено сведениями по новому оборудованию, инструменту и приспособлениям, применяемым при ликвидации аварий и осложнений. Изложены причины аварий, осложнений, а также методы и средства их предупреждения и ликвидации. Рассмотрены конструкции ловильного инструмента, приспособлений и устройств для ликвидаций аварий. Описаны способы определения местоположения и интенсивности поглощений.

Для инженерно-технических и научных работников буровых предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Табл. 58, ил. 78, список лит.— 48 назв.

Рецензент — инж. С. Н. Шандин (Миннефтепром).

1. АВАРИИ И ИХ ПРИЧИНЫ

1.1. ПОНЯТИЕ ОБ АВАРИЯХ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин аварией считают нарушение технологического процесса, вызываемое прихватом или поломкой с оставлением в скважине инструментов, элементов бурильной колонны или других предметов, для извлечения которых требуются специальные работы.

Аварии делят на следующие виды: аварии с бурильной колонной, прихваты бурильной колонны, аварии с обсадными колоннами, аварии вследствие неудачного цементирования, аварии с забойными двигателями, аварии с долотами, аварии вследствие падения в скважину посторонних предметов и прочие аварии.

Аварии с бурильной колонной — оставление в скважине элементов бурильной колонны или ее частей (ведущих, бурильных и утяжеленных труб, переводников, муфт, замков, центраторов, амортизаторов, калибраторов) в результате поломок по телу на гладком участке, в зоне замковой резьбы или по сварному шву, вследствие срыва по резьбовому соединению и из-за падения в скважину названных элементов.

Прихваты бурильной колонны — непредвиденная потеря подвижности колонны вследствие прилипания под действием перепада давления, заклинивания в желобах в местах сужений или посторонними предметами, а также в результате обвалов и сальникообразований.

Аварии с обсадными колоннами — аварии со спускаемыми, спущенными или зацементированными обсадными колоннами либо с их частями, вызванные разъединением по резьбовым соединениям, обрывом по сварному шву и телу трубы, смятием или разрывом по телу трубы, прихватом, падением колонны или ее части, повреждением труб при разбуривании цементного стакана, стоп-кольца обратного клапана, направляющей пробки или неисправностью элементов оснастки низа обсадных колонн.

Аварии вследствие неудачного цементирования — прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которой спускалась секция обсадных труб или хвостовик; отказ в работе и повреждение узлов подвески секции обсадной колонны, нарушающие процесс крепления и дальнейшую проводку скважины; оголение башмака, недоподъем в затрубном пространстве или оставление в колонне цементного раствора, если требуются дополнительные работы по устранению нарушения.

Аварии с долотами — оставление в скважине долота, бурильной головки или его элементов и частей.

Аварии с забойными двигателями—оставление в скважине турбобуров или электробуров, винтовых двигателей или их узлов в результате резинчивания по резьбе или поломок.

Аварии в результате падения в скважину посторонних предметов—падение в скважину вкладышей ротора, роторных клиньев, ключей, кувалд, узлов пневматических клиньев, пневматических буровых ключей и других ручных инструментов, приспособлений или их частей, с помощью которых велись работы на устье скважины или над ним.

Прочие аварии—аварии с оставлением в скважине геофизических и других приборов, а также устройств, применяемых при исследовании скважин и проведении в них вспомогательных работ, а также аварии с испытателями пластов при опробовании скважин в процессе бурения и аварии I и II категорий, расследуемые в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора СССР.

Началом аварии считается момент ее возникновения, хотя он может быть обнаружен и позже, а окончанием аварии — момент восстановления условий для продолжения бурения. Авария в скважине, произшедшая в период ликвидации ранее возникшей аварии, регистрируется, но не учитывается. Время на ее ликвидацию суммируется, но также не учитывается, поскольку оно суммируется со временем, необходимым для ликвидации первоначально возникшей аварии. Такой же порядок учета распространяется и на случаи возникновения всех последующих аварий, возникших при ликвидации первой.

Аварии происходят в основном вследствие брака в работе или исполнителей технологического процесса, или изготавителей инструментов, оборудования и механизмов.

Основное число аварий в бурении возникает в результате нарушения требований технических и технологических проектов и только незначительная часть — в результате брака заводов-изготовителей.

Следует отметить, что несовершенство технических и технологических проектов, а также конструкций инструментов, оборудования и механизмов, несмотря на их качественное выполнение, способствовало возникновению значительного числа аварий.

1.2. АВАРИИ С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ

Многочисленными теоретическими исследованиями и практикой доказано, что аварии вследствие поломки элементов бурильной колонны вызваны в основном усталостью металла.

Явления усталости возникают главным образом под действием следующих основных переменных нагрузок: изгиба, колебаний бурильной колонны, крутильных ударов.

Усталость металла ускоряют следующие факторы:

1) дефекты материала труб — расслоение и структурная неоднородность металла, незаметные (на глаз) инородные включения в металле и конструктивные дефекты, т. е. резкие переходы в сечении, острые надрезы, царапины и т. д.;

- 2) малые радиусы закругления восьминиточных резьб (трубных);
- 3) применение безупорного соединения трубы с замком или соединительной муфтой;
- 4) неблагоприятные геологические и технологические условия бурения и нарушения запроектированных режимов бурения.

К таким неблагоприятным условиям относятся:

- a) частое переслаивание пород, различных по крепости, крутые углы падения пластов;
- б) работа колонн в средах с агрессивными химическими добавками (соли, кислоты, щелочи), способствующими возникновению коррозии;
- в) работа бурильной колонны в скважинах, имеющих большие каверны, особенно при роторном бурении;
- г) несоответствие размера долота диаметру бурильных труб;
- д) несоответствие типа долота крепости разбуриваемых пород;
- е) возникновение резонанса при совпадении частоты колебаний колонны от пульсации давления на выкиде насоса с частотой собственных колебаний колонн;
- ж) эксплуатация бурильной колонны в состоянии чрезмерного сжатия, т. е. при бурении без УБТ или с УБТ незначительной длины, тогда как сила тяжести УБТ должна превышать нагрузку на долото на 25 %;
- з) применение труб несоответствующего класса для бурения на данной глубине;
- и) вмятины на трубах от инородных тел (шарошек, долот, крепких пород и т. д.);
- к) эксцентричность вышки ротора по отношению к скважине.

Перечисленные факторы вызывают поломку: ведущих труб — по телу и восьминиточной резьбе; бурильных труб — по утолщенному концу и телу с нормальной толщиной; конусной части ниппелей бурильных замков, ниппеля и муфты замка — по телу на участке, заключенном между резьбовыми концами; соединительной муфты — по телу, а также ниппеля или муфты — по резьбовой части, конусной части ниппеля — по телу у переводника для бурильных труб, конуса и ниппеля УБТ.

У бурильных колонн, состоящих из труб с высаженными внутрь концами, замки и муфты образуют около себя зоны концентрации больших напряжений при знакопеременных нагрузках, действующих на бурильную колонну. Наибольшие напряжения концентрируются около первого витка резьбы на трубе, находящегося в полном сопряжении с резьбой бурильного замка. Сломы по утолщенному концу происходят и на других участках резьбы. Увеличение толщины стенки трубы путем высадки не предохраняет от распространения образования трещин в теле трубы.

Если крутящие моменты очень велики, то возможно разрушение труб по спирали и в поперечном направлении. Спиральный слом труб возникает в скважинах, диаметр которых не более чем на 100 мм превышает диаметр бурильных труб, причем чаще всего слом приходится на обсаженный участок скважины. Он возникает от поперечной трещины на поверхности трубы. Направление трещин совпадает с направлением вращения бурильной колонны. Угол подъема спирали составляет при-

близительно 45° к оси трубы, что соответствует наибольшим нормальным напряжениям при кручении.

В поперечном направлении трубы ломаются от скручивания в результате приложения чрезмерных крутящих моментов. В месте слома труба имеет форму скручивания по спирали, однако ломаются трубы по спирали и в поперечном направлении только при ликвидации аварий.

Бурильные замки и соединительные муфты разрушаются по телу при ликвидации аварий вследствие приложения значительных нагрузок. Концы разрушенных деталей имеют увеличенные диаметры и воронкообразную форму. Такие аварии происходят в основном с бурильными замками диаметром 118 мм и менее, а также с соединительными муфтами диаметром 140 мм и менее.

Разрушение муфт и замков по телу в поперечном направлении отмечается также при неправильной их термической обработке: торцы сломанных деталей в поперечном направлении обладают мелкозернистой структурой.

В утяжеленных бурильных трубах, так же как и в бурильных замках, отламываются кольца ниппеля и муфты. Причины этих поломок аналогичны причинам слома замковых деталей по резьбе и труб по утолщенному концу.

Ведущие трубы сборной конструкции ломаются преимущественно по трубной резьбе и, за редким исключением, в зоне, прилегающей к ней. Причиной таких аварий является несовершенная конструкция соединения ведущей трубы с переводником, в результате которой изгибающий момент действует только на опасное соединение, происходит быстрое развитие усталости металла и труба разрушается.

В последнее время стали широко применять трубы с приваренными соединительными концами, которые ломаются и промываются по сварному шву и телу.

Лабораторные исследования показали, что причинами промыва тела труб и их сварного шва могут быть посторонние включения в металле, расслоения и другие дефекты трубных заготовок.

Аварии с трубами в виде поломок их по сварным швам могут быть вызваны также недоброкачественным изготовлением труб, т. е. отсутствием соосности трубы и привариваемого полузамка, низкой ударной вязкостью сварного шва по сравнению с ударной вязкостью металла трубы, что объясняется образованием (в большинстве случаев в сварном соединении) окисных пленок, трудностью получения высококачественной термической обработки сварного шва, недостаточной площадью сварного шва по сравнению с площадью сечения труб.

Основной причиной многих аварий со сломом труб по сварным швам и телу является использование труб не по назначению, например бурение с применением труб III класса в интервалах, где по расчетам следует устанавливать трубы I и II классов или вести бурение роторным способом с трубами типа ТБПВ.

При использовании бурильных труб из легких сплавов можно наблюдать ослабление их прочности и разрушение внутренней поверхности вблизи муфтовых соединений вследствие эрозии. Эрозия возникает под

действием турбулентного движения промывочной жидкости в зоне муфтовых и замковых соединений, где внутренняя поверхность более шершавата, чем в остальной части трубы. Кроме того, конструкция муфтовых и замковых соединений труб способствует образованию местных сопротивлений, а следовательно, и более сложному характеру движения жидкости, которая интенсивно размывает трубу на этом участке.

Основные причины разрушения резьбовых соединений — их размыв и износ вследствие многократного свинчивания и развинчивания. При работе на забое бурильная колонна подвергается различным знакопеременным напряжениям, отчего одна часть резьбового соединения перемещается по другой. Нагрузки, передаваемые на резьбу, зависят от степени жесткости и плотности свинчивания. Если трубы свинчиваются автоматическими ключами, то часть резьбовых соединений незначительно перемещается относительно друг друга. Недокрепление соединения способствует интенсивному перемещению плоскостей резьбы относительно друг друга, что ускоряет износ резьбы.

На износ резьбы влияют также качество и давление промывочной жидкости в момент прокачки. Чем больше давление в жидкости и чем больше в ней инеродных тел, обладающих абразивными свойствами, тем скорее изнашивается резьба. В результате размыва плоскость соприкосновения витков резьбы уменьшается, увеличиваются силы, действующие на ослабленную резьбу, и она разрушается. Неотцентрированный фонарь вышки, а также жидкая смазка труб способствуют ускорению износа резьбы при свинчивании.

Большое число аварий с утяжеленными бурильными трубами происходит также вследствие разрушения резьбовых соединений, поскольку они работают в более тяжелых условиях, чем замковые соединения бурильных труб. К тому же резьбовые соединения в утяжеленных бурильных трубах менее прочны, чем в замках, переводниках и долотах.

Аварии вследствие заедания или ослабления прочности резьбы при размыве возникают реже, так как места размыва на внешней части тела соединяемых элементов можно легко обнаружить.

Резьбовые соединения разрушаются вследствие заедания трубной резьбы под действием на нее увеличенных нагрузки и температуры, возникающих на поверхности резьбы в процессе свинчивания и работы замка в скважине. Одной из причин разрушения резьбовых соединений может быть и применение недоброкачественной смазки.

Разрушения резьбовых соединений также могут быть вызваны несоответствием размеров элементов резьбы (особенно по конусности), поскольку значительные отклонения размеров резьбы приводят к неравномерному распределению нагрузки по ее виткам и, следовательно, к интенсивному износу.

Падение бурильных колонн в скважину происходит в основном вследствие нарушения технологических требований к спуску и подъему колонны, а также в результате неисправностей спуско-подъемного инструмента и механизмов. Наиболее часто встречаются следующие нарушения и неисправности:

- 1) подъем бурильной колонны на одном штропе;

2) несоответствие грузоподъемности элеватора массе колонны и наличие трещин в верхней проушине;

3) слабое крепление защелки элеватора завода «Красное Сормово», в результате чего при отходе элеватора от муфты защелка открывается и колонна падает в скважину;

4) несовершенство конструкции защелки подъемного крюка;

5) поломка боковых серег и ствола крюка;

6) неисправность тормозной системы — разрыв тормозной ленты и тормозного шкива, чрезмерный износ тормозных колодок, отключение гидродинамического тормоза, износ шарнирных соединений тормозной системы, заклинивание тормозного рычага, неисправность предохранительного устройства тормозного рычага, нарушение резьбового соединения натяжных болтов тормозной ленты;

7) слом и разрушение сопряжений элементов бурильной колонны во время спуско-подъемных операций вследствие динамических напряжений, возникающих при резкой посадке колонны на ротор или на уступ;

8) работа штропами несоответствующей грузоподъемности и при наличии износа выше нормы.

В процессе эксплуатации поломки и разрушения сопряжений элементов бурильной колонны происходят в местах ослабленной прочности трубы или соединения.

Нарушение трудовой и технологической дисциплины: недостаточная автоматизация спуско-подъемных операций (отсутствие АКБ, клиньев, встроенных в ротор, конструктивные недостатки элеваторов и защелок крюка), отсутствие достаточного опыта членов буровой бригады — главные причины, приводящие к падению колонн в скважину.

Таким образом, можно отметить, что аварии происходят не только вследствие недостатков конструкции бурильных труб, но и в результате слабого технического надзора и недостаточной квалификации работников. Это приводит к несвоевременной профилактике бурильных колонн, слабому креплению замковых соединений, неудовлетворительной сборке бурильных колонн, спуску их в скважину с недопустимой сработкой отдельных элементов, плохому состоянию поверхностного оборудования, несоответствию прочности колонны условиям бурения, слабому учету работы бурильных колонн.

1.3. ПРИХВАТЫ

При бурении скважин происходят прихваты бурильной колонны, которые подразделяют на следующие группы.

1. Прилипание бурильной колонны к стенке скважины.

Этот вид прихвата происходит под действием перепада давления, в результате которого избыточное давление прижимает бурильную колонну к стенке скважины. При наличии на стенке глинистой корки трубы вдавливаются в нее. Прилипание труб к стенке скважины происходит на участке залегания проницаемых пород и тогда, когда возникающие в стволе скважины силы трения превышают действующие на бурильную колонну нормальные силы и тем самым исключают перемещение колонны в любую сторону.

Признаками прилипания в начальной стадии его возникновения служат увеличения крутящего момента бурильной колонны и силы сопротивления ее осевым перемещениям, поэтому указанные арматуры необходимо регистрировать и постоянно наблюдать за их изменениями. Своевременное выявление признаков прилипания является важным фактором предупреждения прилипания бурильных колонн.

Прилипание отличается от других групп прихватов неизменяющимся характером циркуляции бурового раствора и отсутствием признаков перемещения и вращения прихваченной части колонны.

Прилипает, как правило, бурильная колонна в неподвижном состоянии.

На степень прилипания влияют: а) время нахождения бурильной колонны в скважине без движения; б) перепад между пластовым и гидростатическим давлениями; в) состояние глинистой корки (толщина, прочность и т. д.); г) величина площади соприкосновения бурильной колонны со стенкой скважины; д) проникаемость пород в скважине; е) сила трения между элементами бурильной колонны и стенками скважины.

2. Прихват бурильной колонны сальником.

В местах перехода от большего диаметра находящихся в скважине элементов бурильной колонны к меньшим изменяются скорости потока промывочной жидкости над долотом, турбобором, УБТ и замками. Помимо этого, изменение потока промывочной жидкости происходит в зоне каверн и в местах увеличенных диаметров скважин. Если скважина обсажена промежуточной колонной, состоящей из двух труб, то и в зонах перехода с большего диаметра на меньший скорость движения промывочной жидкости также снижается.

Вследствие уменьшения скорости промывочной жидкости в месте перехода концентрируются частицы шлама, которые при благоприятных условиях (наличие липкой глинистой корки, промывочной жидкости с большим содержанием глинистой фазы и большой вязкостью и т. д.) слипаются (с течением времени) во все большие комки и прилипают к трубам и стенкам скважины. Накопление комков в отдельных интервалах приводит к закупорке кольцевого пространства, в результате увеличивается давление на комки, они уплотняются и вызывают прихват бурильной колонны.

В других случаях сальники в процессе спуска образуются в результате сдирания глинистой корки со стенок скважины элементами бурильной колонны. Корка превращается в полутвердую массу, которая, двигаясь по стволу, задерживается на забое или на участках резкого сужения скважины, где через нее проходят долото и бурильная колонна под действием собственного веса. Образовавшийся плотный сальник при восстановлении циркуляции начинает выталкиваться до препятствия (сужение ствола, увеличение диаметра элементов бурильной колонны), где он останавливается, уплотняется перепадом давления и прихватывает колонну иногда с прекращением циркуляции.

Признаками образования сальников служат: появление затяжек во время спуско-подъемных операций бурильной колонны, возрастание дав-

ления циркулирующей промывочной жидкости, уменьшение механической скорости бурения даже при несработанном долоте, постоянство показаний амперметра при вращении бурильной колонны во время электробурения.

Причины образования сальников: наличие рыхлой, толстой глинистой корки в скважине; малая скорость восходящего потока промывочной жидкости вследствие малой подачи насосов, увеличения размеров скважины на определенных участках, негерметичности бурильной колонны; применение в качестве промывочной жидкости глинистого раствора и других агентов с высокими вязкостью, липкостью и напряжением сдвига; загрязнение ствола скважины шламом (ввиду плохой очистки промывочной жидкости), кусками глинистой корки (вследствие сдирания ее замками) и другими предметами.

3. Прихват бурильной колонны обвалившимися неустойчивыми породами.

Ствол скважины теряет устойчивость в результате изменения напряженного состояния пород, которое может зависеть от геологических факторов и технологии проводки скважины.

Геологическими факторами, способствующими обвалообразованию, являются большие углы падения пластов, трещиноватость и перемягчение пород, литологический состав, структура и механические свойства породы и др. Наибольшее число обвалов происходит в глинистых породах вследствие их способности быстро набухать под действием фильтрата промывочной жидкости или разрушаться под влиянием расклинивающего и смазывающего действия фильтрата. Первое характерно для пластичных гидрофильтральных глин, а второе — для метаморфизованных малогидрофильтральных глин.

Технологические факторы, способствующие обвалам,— низкое гидростатическое давление на вскрываемые пластины ввиду малого удельного веса промывочной жидкости или водо-, нефте- и газопроявлений; низкое качество промывочной жидкости, особенно наличие большой фильтрации; резкие колебания давления промывочной жидкости в стволе скважины; большое время воздействия промывочной жидкости на породы, склонные к обвалам.

4. Заклинивания делят на следующие подгруппы.

4.1. Заклинивание долот или элементов бурильной колонны в суженной части ствола скважины (особенно в призабойной зоне). Часто такие аварии случаются, когда после трехшарошечного долота без проработки ствола спускается четырехшарошечное долото для отбора керна. Нередки случаи заклинивания бурильной колонны при увеличении жесткости ее низа. Бурение в твердых абразивных породах сопровождается значительным износом долота. Спуск последующего долота без проработки интервала бурения предыдущим долотом приводит также к его заклиниванию. При разбуривании магниевых солей очень часто бурильная колонна оказывается прихваченной в результате сужения ствола скважины, вызванного текучестью каменных солей. Наличие гипсовых пропластков в разрезе отдельных месторождений также может вызвать прихваты.

4.2. Заклинивание бурильных колонн в желобах. Желоба образуются в скважине при движении бурильной колонны по стенке скважины. На размеры желоба влияют способ бурения, масса бурильной колонны, кривизна скважины, число спуско-подъемов бурильной колонны и крепость пород. Ширина желоба равна диаметру замка. В равных условиях при роторном бурении образуется более глубокий желоб, чем при турбинном бурении, так как вращение колонны способствует углублению желоба. Увеличение массы бурильной колонны, кривизны скважины и числа спуско-подъемов также способствует росту глубины желоба.

Если в мягких породах продолжительное время ведутся спуско-подъемные операции, то это может вызвать образование желобов быстрее, чем если бы подобные работы велись в твердых породах. Желоба быстро образуются в скважинах, где кривизна ствола более $3-4^\circ$, при наличии резкого изменения азимута.

4.3. Заклинивание бурильных колонн в результате посадки их в шлам. Этот вид аварий характерен в основном для бурения скважин с применением воды в качестве промывочной жидкости и для бурения скважин с очень низкой скоростью восходящего потока промывочной жидкости. Недостаточная очистка забоя скважины ведет к тому, что при последующем спуске долото встречает над забоем осадок из шлама высотой до нескольких десятков метров. Посадка инструмента в него обычно вызывает прихват. При этом, как правило, циркуляцию промывочной жидкости восстановить не удается.

4.4. Заклинивание посторонними предметами. Эта группа прихватов характерна для случаев, когда кольцевое пространство скважины в период спуско-подъемных операций не перекрыто резиновой манжетой, обтиратором или резиновыми элементами устройства для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину. В результате падающие с устья предметы заклинивают колонну труб.

Другими предметами, заклинивающими бурильные колонны, являются крупные обломки пород, выпадающие из стенок скважин в результате неустойчивости стенок, особенно вследствие несоответствия видов применяемых буровых растворов.

Признаками заклинивания посторонними предметами служат неснижающийся характер циркуляции, незначительное повышение давления бурового раствора в нагнетательной линии и перемещение, а иногда и поворот колонны в начальный период ликвидации аварии.

1.4. АВАРИИ С ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ

При креплении скважин обсадными колоннами встречаются следующие виды аварий: прихваты обсадных колонн, падение отдельных труб и секций колонн в скважину, смятие обсадных труб в колоннах, разрушение резьбовых соединений обсадных колонн.

Причины аварий первого вида заключаются в недоброкачественной подготовке скважины, резких изменениях кривизны и азимута ствола, недостаточно продуманном плане работ по спуску колонны или его

невыполнении. Причины других случаев прихватов обсадных колонн подобны причинам прихватов бурильных колонн.

Обсадные колонны падают в скважину вследствие неисправности спуско-подъемного инструмента и оборудования, пренебрежения расчетными данными, резкой посадки колонны (при спуске) на ротор, неполного и некачественного крепления муфты с трубой, неисправности клиновых, захватов и т. д.

Смятие обсадных труб в колоннах, спускаемых с обратным клапаном, происходит в результате несвоевременного долива их промывочной жидкостью и большой скорости спуска.

Разрушение резьбовых соединений вызывается свинчиванием их через нитку или неправильным сопряжением резьбы трубы и муфты. Первое происходит в основном по вине буровой бригады, а второе — по вине изготовителей труб. Иногда навинчивание муфты на трубу через нитку — заводской дефект. Выход резьбы трубы из сопряжения с резьбой муфты вызван деформацией труб.

При эксплуатации зацементированных колонн возникают смятие, обрыв и изгиб обсадных труб, протирание тела труб и другие аварии.

Зацементированные обсадные колонны чаще всего сминаются на участке выше цементного кольца вследствие обвалов пород, которые вызваны боковыми давлениями, превышающими допустимые. Причиной смятия труб выше зацементированного участка является также падение уровня жидкости в колонне ниже допустимых величин.

Смятие обсадных колонн в зацементированных участках происходит в зоне фильтра, а также в прилегающих к нему зонах.

При чрезмерной нагрузке на обсадную колонну она сминается в нижней части, а в интервале, осложненном кавернами, или при большом диаметре скважины колонна может изогнуться. В процессе дальнейшего углубления скважины в местах изгиба часто отвинчиваются бурильные трубы.

При закреплении колонны хомутами (вместо колонных головок), приваренными кусками труб или звеньями цепей, которые впоследствии срезаются, колонна проседает и прочность ее нарушается.

В случае нарушения технических правил сварки труб с муфтами, изготовленными из легированных сталей марок 38ХНМ и 3622С, соединения разрушаются в месте сварки.

1.5. АВАРИИ ВСЛЕДСТВИЕ НЕУДАЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

При цементировании в обсадных колоннах может остаться большое количество цементного раствора в результате снижения скорости его продавливания (из-за большого разрыва во времени между окончанием закачивания цементного раствора и началом закачивания продавочной жидкости); установки обратных клапанов с малым зазором между тарелкой клапана и муфтой, в которую ввинчивается корпус клапана, или с малой площадью живого сечения в корпусе клапана (менее 30 см²); несоответствия качества цементного раствора температурным условиям скважины (вследствие чего цементный раствор преждевременно схваты-

вается); применения для затворения цементного раствора воды, загрязненной примесями, которые ускоряют схватывание; несоответствующих размеров и плохого качества продавочных пробок и кольца «Стоп»; слабого контроля за качеством приготовления цементного раствора и соблюдением технологических требований по спуску колонны и ее цементированию.

При цементировании обсадных колонн возможны разрушение тела обсадных труб вследствие грубого нарушения правил спуска колонн, посадка колонн в шлам и преждевременное схватывание цементного раствора. Для восстановления циркуляции промыльной жидкости в этих случаях применяют максимальное давление, которое приводит к разрыву труб. Разрушение резьбовых соединений может произойти при несвоевременной остановке цементировочного агрегата, т. е. после достижения давления «Стоп».

1.6. АВАРИИ С ТУРБОБУРАМИ

С турбобурами происходят следующие аварии:

- 1) срыв резьбы верхнего переводника (вырыв из резьбы корпуса) или переводника, соединяющего корпуса секционных турбобуров; 2) отвинчивание роторной гайки и контргайки вала турбобура; 3) слом вала турбобура; 4) слом корпуса турбобура; 5) отвинчивание ниппеля турбобура; 6) срыв или отвинчивание резьбового соединения вала турбобура из резьбы переводника на долото; 7) отвинчивание турбобура от бурильной колонны; 8) заклинивание корпуса турбобура.

Резьбы в узлах турбобура срываются и отвинчиваются вследствие недостаточного крепления их в процессе сборки, нарушения правил эксплуатации и ремонта турбобуров. Ниппель отвинчивается при заклинивании вала турбобура кусками шлама, посторонними металлическими предметами, в результате набухания резиновой обкладки и вследствие погнутости вала. Разрушению резьбовых соединений турбобура способствуют осевые вибрации.

Слом корпуса турбобура происходит в основном по резьбе. У односекционных турбобуров основные поломки наблюдаются в местах соединения верхнего переводника с корпусом, а у многосекционных — в соединительных переводниках, причем число их в последнем случае значительно больше, чем у односекционных. Сломы носят усталостный характер.

Слом вала турбобура происходит по верхней резьбе под роторную гайку и контргайку, по промывочным окнам в местах перехода с основного диаметра на диаметр под пятую, по упору втулки нижней опоры в вал.

Односекционный турбобур отвинчивается от бурильной колонны в результате того, что реактивный момент у них в 2—3 раза меньше, чем у многосекционных турбобуров.

Корпуса турбобура заклиниваются кусками твердых пород, металлическими предметами, находящимися в скважине в результате ранее прошедшой аварии, а также вследствие заклинивания в желобах скважин.

1.7. АВАРИИ С ДОЛОТАМИ

В зависимости от типа долота различают следующие виды аварий.

1. Аварии с шарошечными долотами — отвинчивание долот и их поломка.

Отвинчивание происходит в результате нарушения правил крепления или спуска долота, а также при применении переводников на долото с несоответствующей резьбой (когда переводники изготавливаются в механических мастерских без соответствующей проверки резьбы калибрами).

Причинами поломок долот являются: передержка на забое; бурение с нагрузками, превышающими допустимые; удар долотом о забой или уступ; разбуривание пород долотами, не соответствующими их крепости; малая прочность опор; слабая прочность сварных швов; заклинивание долот; дефекты нарезки резьбы; неплотное прилегание заплечиков лап долота к торцу переводника; работа долотами по металлу; длительная промывка скважины перед подъемом сработанного долота.

В результате аварий с долотами в скважине чаще всего остаются шарошки долот. Это связано в основном со значительным износом опор, недостаточным сроком их работы даже в пределах, предусматриваемых конструкцией долот и режимами работы последних в скважине.

Долговечность опоры долота зависит от интенсивности изнашивания и разрушения поверхностей цапфы, шарошки и тел качения. Исследования, проведенные В. Н. Виноградовым, Г. М. Сорокиным и А. Н. Пашковым, показали, что характер изнашивания и разрушения этих поверхностей различен. Как отмечают авторы, это связано с неравномерным и сложным нагружением различных участков поверхностей опоры, а также конструкцией, технологией изготовления и размерами долот. При этом трущиеся поверхности опоры подвергаются одновременно абразивному износу, осповидному, хрупкому и усталостному выкрашиванию, смятию, окислительному и тепловому износу и высокотемпературным ожогам в микрообъемах металла и в присутствии промывочных жидкостей под высоким давлением [5]. Одновременное развитие этих процессов, а также недоброкачественная сборка долот, различие механических свойств металла опор и шарошек долот и отдельные конструктивные несовершенства конструкции долот приводят к неравномерной сработке опор и вооружения долот и к большому различию их износстойкости. Все это создает трудности в определении качества сработки долот, оптимального и предельного времени пребывания долота на забое, особенно при турбинном бурении.

2. Аварии с алмазными долотами — заклинивание долот при спуско-подъемных операциях и бурении, отвинчивание долот.

Причинами заклинивания алмазных долот являются: а) резкая посадка долота в зоне сужения ствола скважины и в ее призабойной зоне в результате спуска долота без ограничения скорости, особенно в необсаженной части ствола скважины; б) преждевременное прекращение циркуляции промывочной жидкости перед подъемом бурильной колонны с алмазным долотом (чаще во время процесса наращивания);

в) недостаточная промывка скважины через долото (утечки промывочной жидкости через негерметичные участки бурильной колонны и ниппель турбобура), а также вследствие малой подачи промывочной жидкости насосами; г) бурение скважины при несоответствующем соотношении размеров долота, утяжеленных бурильных труб и забойного двигателя (если такой применяется при бурении); д) заклинивание долот иностранными предметами (металл и куски породы).

Относительно часто наблюдаются случаи заклинивания ступенчатых долот вследствие наличия у них большой калибрующей поверхности секторов, отчего достигается большой контакт со стенками скважины. Часто алмазные долота заклиниваются при спусках в скважину впервые после работы трехшарошечными долотами и при длительной работе алмазными долотами без их подъема из скважины. Заклиниванию алмазного долота нередко способствуют сальники.

Алмазные долота отвинчиваются, как и другие рассмотренные виды долот.

При бурении скважин из алмазных долот могут выпадать алмазы в результате недостаточного их крепления, а также вследствие изнашивания тела долот. Выпавшие алмазы крошают другие алмазы в долоте, что может привести в негодность все долото.

Применение долот режущего типа сопровождается меньшим числом аварий по сравнению с шарошечными долотами. Аварии фактически единичны, но все же имеют место.

3. Аварии с долотами режущего типа (лопастными) — отвинчивание долота, излом лопастей долота, поломка корпуса. Эти долота отвинчиваются по тем же причинам, что и шарошечные.

Лопасти ломаются в результате неплотного их присоединения к корпусу или вследствие заклинивания долота, вызванного несоответствующим режимом его работы и на забое. Поломка корпуса вызвана рассмотренными выше причинами.

1.8. ПРОЧИЕ ВИДЫ АВАРИЙ

1.8.1. Аварии вследствие падения посторонних предметов в скважину

Эти аварии возможны в результате нарушения технологических требований при работе с различными инструментами на устье скважины и отсутствия устройств над устьем скважины, препятствующих попаданию в них посторонних предметов.

1.8.2. Аварии при промыслово-геофизических работах в скважине

Аварии такого типа — прихваты и оставление в скважине кабеля, различных приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств, применяемых при исследовании скважины и вспомогательных работах в ней, а также самопроизвольные взрывы торпед и выстрелы перфораторов.

Прихват кабеля в скважине может быть вызван его перепуском, запутыванием его при спуске или подъеме с большой скоростью, обвалом пород и образованием пробок. Во многих случаях аварии при промыслово-геофизических работах происходят вследствие недостаточной подготовленности скважины к электрометрическим работам, недоброкачественного крепления приборов к кабелю и кабеля к подъемнику и применения изношенного кабеля. Особенно часто аварии этого вида происходят при длительных геофизических работах в скважинах и во время оставления без движения находящегося в скважине кабеля с прибором.

Недопустимо ограниченно применяются специальные пружинные контакты, встроенные в скважинный прибор или кабельную головку. Практика показала их важность и возможность исключить с их помощью большое число аварий этого вида.

В результате отсутствия контрольных меток на кабеле приборы часто затаекиваются на блок-баланс и обрываются.

Нередко причиной аварии в скважине служит нахлестывание кабеля при торпедировании, заклинивание перфоратора после выстрела или прибора в нарушенных либо смятых участках обсадной колонны, а также заклинивание стреляющих тампонов.

Самопроизвольные взрывы торпед и выстрелы перфораторов происходят в результате применения нетермостойких взрывчатых веществ и средств взрыва в высокотемпературных скважинах при смятии кожухов торпед или при преждевременном поступлении электrozаряда на взрыватель.

Неудовлетворительная подготовка ствола скважин заключается в следующем: промывка скважин промывочной жидкостью, не отвечающей требованиям геолого-технического наряда, или продолжительная промывка, не обеспечивающая необходимой очистки скважины; недостаточная проработка мест сужений, уступов и искривленных участков; проверка ствола скважины несоответствующим шаблоном.

1.8.3. Аварии при опробовании бурящихся скважин испытателями пластов

В последние годы все чаще стали практиковать испытание разведочных скважин испытателями пластов сразу же после вскрытия продуктивного пласта, не дожидаясь окончания бурения скважин или вскрытия последующих продуктивных пластов. Однако при этом возникают аварии с испытателями пластов, прихваты колонн бурильных труб, спускаемых с испытателями пластов, особенно нижней их части, расположенной под пакером (хвостовиком); поломки и разъединение узлов испытателей пластов, газопоявления.

Причинами аварий при работе с испытателями пластов являются: длительное стояние в ожидании притока, неправильно выбранный интервал установки пакера, большая депрессия, приводящая к разрушению пласта, низкое качество резинового элемента, неудовлетворительная подготовка ствола скважины к работе с испытателями пластов и отсутствие устьевой противовыбросовой арматуры.

Помимо изложенного, при опробовании газовых и газоконденсатных горизонтов испытателями пластов возможен прихват его узлов образующимся гидратом.

1.8.4. Аварии при испытании скважин

Завершающий этап строительства скважины — испытание первого продуктивного горизонта — связан со спуском в скважину насосно-компрессорных труб и проведением прострелочно-перфорационных работ, которые нередко сопровождаются авариями: поломкой и срывом резьбы в элементах насосно-компрессорных труб, прихватами, нарушением целостности обсадных колонн и падением посторонних предметов в скважину.

Основные причины этих аварий — неудовлетворительная технология постановки цементных мостов; работа с дефектными трубами; слабая технологическая дисциплина и неудовлетворительная техническая оснащенность бригад, проводящих эти работы, вследствие чего в скважину спускаются трубы с недостаточно закрепленными резьбовыми соединениями, имеющие дефекты, допускаются случаи посадки труб в шлам и неудовлетворительное проведение изоляционных работ; на трубах, спускаемых в скважину, не устанавливаются обтиратели, предупреждающие попадание посторонних предметов, и т. д.

1.8.5. Открытые фонтаны

Этот вид аварий, хотя и редкий, но встречается повсеместно, причем особенно часто при проводке скважин на новых месторождениях нефти и газа. Свидетельством этому может служить то, что многие месторождения газа и нефти «открывались» с фонтанов — Елшанское, Угерское, Шебелинское, Усть-Вилюйское, Газлинское, Кигичевское и др.

Основные причины открытых фонтанов достаточно подробно изложены в Инструкции по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин:

- 1) не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;
- 2) некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора;
- 3) отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин;
- 4) неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газоизлияниях;

- 5) неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;
- 6) неправильный выбор для вскрытия напорных горизонтов и для бурения скважин после их вскрытия плотности промывочной жидкости, а также использование жидкостей низкого качества: плохо глинистые пластины, легко насыщающиеся газом и трудно освобождающиеся от него;
- 7) недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;
- 8) рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения (плохая дегазация выходящей из скважины промывочной жидкости);
- 9) снижение давления на вскрытые скважиной продуктивные или напорные водоносные горизонты при подъеме бурильной колонны в случае использования промывочных жидкостей с высоким статическим напряжением сдвига или наличия сальников («поршневание» при подъеме бурильной колонны);
- 10) падение уровня жидкости в скважине в процессе проведения буровых работ вследствие несвоевременного ее заполнения или поглощения жидкости вскрытыми пластами;
- 11) непринятие своевременных мер при газопроявлении для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

Основное число фонтанов наблюдается на газовых месторождениях. Это объясняется недооценкой особенностей проводки газовых скважин и механическим перенесением технологии и техники разбуривания нефтяных месторождений на газовые, а в последнее время и тенденцией перенесения ее на истощенные месторождения при строительстве газовых хранилищ.

Кроме того, фонтаны могут быть вызваны вскрытием нижележащих продуктивных горизонтов без перекрытия вышележащих (особенно с высокими пластовыми давлениями).

Возникновению фонтанов способствуют длительные остановки и нарушения цикличности бурения, неумелое применение методов ликвидации аварий (допущение ошибок при установке ванн), вскрытие пластов с резко отличной литологической характеристикой и наличием аномально высоких пластовых давлений.

Как правило, открытые фонтаны возникают там, где нарушается технология проводки скважин, допускаются отступления от принятых проектных норм без достаточного обоснования, применяется несоответствующее оборудование (уставное и противовыбросовое) и слабая трудовая дисциплина.

1.9. ПОРЯДОК РАССЛЕДОВАНИЯ И УЧЕТА АВАРИЙ

Порядок расследования и учета аварий регламентируется Инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ.

Все возникающие аварии должны расследоваться в течение 72 ч с момента их возникновения.

Аварии расследуются назначенней приказом буровой организации постоянно действующей комиссией.

Для участия в расследовании аварии могут быть приглашены сотрудники научно-исследовательских организаций, заводов-изготовителей и других организаций.

Комиссия обязана: установить организационные и технические причины, вызвавшие аварию, и выявить конкретных виновников; наметить необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем; составить и подписать акт об аварии в трех экземплярах по установленной форме.

Главный инженер объединения обязан:

изучить обстоятельства, приведшие к возникновению аварии, и наметить меры по ее ликвидации;

рассмотреть и утвердить в течение 3 сут «Акт об аварии» и дать заключение о рекомендуемых комиссией предложениях для предупреждения подобных аварий и мерах воздействия к виновникам данной аварии.

Один экземпляр акта об аварии направляется в объединение; второй экземпляр при необходимости направляется в научно-исследовательскую или проектную организацию, а третий — остается в делопроизводстве буровой организации.

В случае возникновения аварии в результате поставки некачественных оборудования, инструмента и материалов буровая организация обязана предъявить рекламацию заводу-изготовителю в соответствии с действующими положениями и в установленные сроки.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайшие сроки, для чего: составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; осуществляется контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь РИТС и ПДС в выполнении намеченного плана работ.

Общее руководство и ответственность за своевременное принятие мер по ликвидации аварии возлагается на главного (старшего) инженера буровой организации.

Ответственный за выполнение плана работ по ликвидации аварии обязан организовать его осуществление в строгом соответствии с планом, требованиями техники безопасности и единых технических правил на бурение нефтяных и газовых скважин.

Все изменения в плане работ должны быть согласованы с главным инженером организации.

Если по плану, составленному буровой организацией, авария не ликвидирована в течение 10 сут, то дальнейший план работ ее ликвидации составляется объединением, а при продолжительности свыше 30 сут объединение представляет график ликвидации аварии в соответствующее управление министерства и ежемесячно сообщает туда о ходе работ по ликвидации аварии.

Все распоряжения по ликвидации аварий или изменению плана работы передаются лицу, ответственному за их выполнение, в письменном виде.

При работах в отдаленных районах допускается передача распоряжений по телефону или радио, но с обязательным последующим направлением письменного подтверждения.

Все аварии буровая организация регистрирует в журнале учета аварий в течение 24 ч со времени их возникновения. Регистрация аварий, учет, ведение и хранение документации по ним возлагаются на одного из инженерно-технических работников, назначаемого приказом по буровой организации. Правильное заполнение журнала учета аварий контролирует главный инженер буровой организации. Бухгалтерия подсчитывает суммарные затраты на ликвидацию аварий.

Плановый отдел буровой организации учитывает время работы, непосредственно затраченное на ликвидацию аварий, время простоев, вызванных ожиданием средств для ведения аварийных работ, а также другими причинами, с момента возникновения аварии до конца ее ликвидации.

После ликвидации аварии на скважине (в течение 24 ч с момента ее ликвидации) составляется «Акт о ликвидации аварии», который направляется в организацию, куда ранее направлялся «Акт об аварии».

Для правильной организации работ по предупреждению аварий на каждой буровой, время строительства которой превышает 1 мес должна быть составлена «Профилактическая карта по безаварийному ведению работ». Проверка выполнения рекомендаций карты осуществляется ежемесячно.

Чтобы повысить знания буровых бригад и инженерно-технических работников и ознакомить их с состоянием аварийности в буровых организациях, с приказами и постановлениями вышестоящих организаций, с мероприятиями по предупреждению аварий, с новой техникой и технологией для их ликвидации, объединения должны организовывать постоянное обучение кадров. К обучению необходимо привлекать инструкторские бригады НИС и сотрудников местных НИИ. Ответственность за проведение технического обучения возлагается на начальника технологического отдела буровой организации.

2. МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ

Прежде чем приступить к ликвидации аварии, необходимо тщательно проанализировать ее на основе современного состояния техники ловильных работ и опыта ликвидации аварий. При этом надо иметь в виду, что применение несоответствующего ловильного инструмента приводит к усилениюанию аварии, а нередко и к ликвидации скважины.

При подозрении на поломку инструмента в скважине бурильщик обязан немедленно приступить к подъему бурильной колонны. Одновременно, не прекращая основных работ и не оставляя своего поста, бурильщик должен уведомить мастера, а при отсутствии его — руководство предприятия об аварии.

Работы по ликвидации аварии ведутся буровым мастером под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного (старшего) инженера предприятия. Если на буровой присутствует несколько руководящих работников, то ответственным является старший по должности, через которого мастеру передаются указания по ликвидации аварии.

Перед спуском ловильного инструмента в скважину буровой мастер составляет эскиз общей его компоновки и ловильной части с указанием основных размеров. Из спускаемой колонны удаляют переводники с уменьшенными площадями сечения проходных отверстий.

Перед проведением ловильных работ проверяют состояние талевого каната и спуско-подъемного оборудования, а также крепление штропа вертлюга в зеве крюка.

Все замковые соединения бурильной колонны и соединения частей ловильного инструмента крепятся машинными или автоматическими ключами.

Длина спускаемой бурильной колонны с ловильным инструментом должна подбираться с таким расчетом, чтобы ловильный инструмент крепился ротором, причем в плашках превентора обязательно должна находиться бурильная труба, а в роторе — ведущая.

При подъеме ловильного инструмента с извлекаемыми трубами или с извлекаемым предметом развничивание замковых соединений необходимо выполнять без вращения подвешенной на роторе колонны ключами АКБ, машинными ключами, с последующим развничиванием вручную.

2.1. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ С БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ

Признаки аварии с бурильной колонной:

1) изменение показаний индикатора веса — при поломке бурильной колонны в растянутой части показания индикатора веса уменьшаются, а при поломке в сжатой части, наоборот, увеличиваются. Для сравнения веса бурильной колонны при изменении показаний индикатора веса

необходимо приподнять бурильную колонну. При роторном бурении с применением электроэнергии в случае поломки колонны снижается сила тока на электродвигателе; 2) падение давления промывочной жидкости в нагнетательной линии; 3) падение механической скорости проходки; 4) провалы бурильной колонны.

2.1.1. Извлечение неприхваченной части бурильной колонны

Выбор того или иного вида ловильного инструмента зависит от характера слома колонны и состояния скважины.

Для подъема неприхваченных бурильных труб применяют освобождающиеся и неосвобождающиеся ловильные инструменты.

Ловители являются наиболее распространенными ловильными инструментами. Их не применяют, если вес оставшихся в скважине труб больше допустимой нагрузки на ловитель или если аварийная труба имеет сильно разорванный конец со сложной конфигурацией излома.

В первую очередь рекомендуется использовать наружные ловильные инструменты (ловители, наружные труболовки, колокола резьбовые и колокола гладкие), причем желательно с центрирующими приспособлениями.

Предпочтение отдается освобождающимся ловильным инструментам. Метчики необходимо применять с центрирующими приспособлениями, за исключением случаев захвата труб диаметром 73, 89 и 114 мм в обсадных колоннах соответственно диаметрами 140, 168 и 219 мм. Без центрирующих приспособлений извлекают также трубы диаметром 146 мм с приварными замками в 269-мм скважинах.

Категорически запрещается спускать ловильный инструмент в скважину без центрирующего приспособления, если сумма его диаметра и диаметра извлекаемых труб меньше диаметра скважины.

Следует обратить особое внимание на очень распространенную порочную практику спуска метчиков без центрирующих приспособлений. Именно она является причиной усложнения многих аварий.

При неровном контуре излома, особенно в результате поломки трубы вследствие износа ее в результате трения о стенки скважины, рекомендуется сначала отвинтить эту трубу левым вращением колонны с ловильным инструментом. Это необходимо для последующего надежного захвата путем соединения по замковой резьбе.

Если верхняя часть оставленной колонны отклонилась в каверну, то в скважину спускают ловушку-захват вместе с колоколом или метчик на кривой трубе или на кривом переводнике в зависимости от того, чем оканчивается верхняя часть колонны в скважине. Эти работы малоэффективны и сопряжены с большой затратой времени и средств. В последнее время при невозможности извлечения из скважины отклоненной трубы путем неоднократных спусков ловильного инструмента на кривой трубе или ловушкой-захватом стали забуривать новый ствол, так как для этого требуется меньше времени.

Поломка ведущей трубы выше устья скважины усложняет аварию. Для ликвидации такой аварии целесообразно применять труболовку для

ведущей трубы, с помощью которой отвинчивают последнюю (одну или с несколькими бурильными трубами), а затем соединяют ее замковым ниппелем с оставшейся частью бурильной колонны.

В осложненных скважинах, где велика вероятность прихвата задолго до соединения с извлекаемым предметом, желательно спускать ловильные инструменты (труболовки, ловители, колокола и метчики) с яссом или яссом-вибратором, снабженным также безопасным переводником.

Извлечение труб из алюминиевых сплавов требует большей осторожности, чем извлечение стальных, чтобы не допустить усложнения аварии. При этом необходимо иметь в виду следующие особенности.

Ввод аварийных концов труб из алюминиевых сплавов в ловильный инструмент производится осторожно и с возможно минимальной осевой нагрузкой.

В случае невозможности захватить извлекаемые трубы, их разбуривают до бурильного замка долотом или специальным фрезером. Разбуривание труб производят долотами типа Т или ТЗ, желательно турбинным способом при максимально допустимой подаче насосов с нагрузкой 20—40 кН, при разбуривании зацементированных АБТ нагрузка может достигать 60—110 кН.

Специальные торцевые фрезеры для разбуривания АБТ рекомендуется комплектовать направляющей воронкой, изготовленной как единое целое с корпусом или дополнительно закрепленной, чтобы не допустить самопроизвольного отвинчивания.

Во время разбуривания АБТ бурильную колонну следует приподнимать на 10—15 м через каждые 1,5—2 м проходки. При разбуривании АБТ турбинным способом бурильную колонну надо вращать с минимальной частотой вращения.

2.1.2. Извлечение прихваченной бурильной колонны

Прихват — сложный вид аварии, которая не происходит мгновенно. Прихват требует анализа обстоятельств аварии, изучения состояния ствола, показателей и особенностей работы бурильной колонны в период, предшествующий аварии. Особенно подробно надо изучать наличие зон осипей, обвалов, нефте-, водо- и газопроявлений, сужений ствола, расположения неустойчивых пластов и уступов; состояние бурильной колонны, продолжительность ее работы, время и качество проведения профилактических проверок; состояние циркуляции, изменение подачи насосов и давления прокачиваемой промывочной жидкости.

При возникновении прихвата основная задача старшего по смене — принять первоочередные меры по предотвращению усложнения аварии и уведомить техническое руководство предприятия о случившемся.

Вначале применяют самые простые, легко и быстро осуществимые методы, которые в редких случаях дают положительные результаты.

Один из таких методов — восстановление интенсивной циркуляции с одновременной отбивкой ротором в пределах допустимых моментов вращения. Следует подчеркнуть, что эффективность освобождения зависит

прежде всего от частоты вращения колонны, а потом уже от расхаживания. Поэтому к расхаживанию нужно прибегать, когда отбивка ротором в течение 20—30 мин не дает результатов.

Общие принципы выбора метода ликвидации прихватов следующие.

Сначала применяют методы, позволяющие ликвидировать прихват силами буровой бригады без привлечения к этому дополнительных материалов. Выявляют возможность использования гидравлики насосами, гидроимпульса или способа многократного снижения давления в скважине путем закачивания в трубы жидкости с маленькой плотностью и последующим резким снижением давления. Для данного прихватов применяют наиболее подходящий способ или последовательно применяют один, а затем другой способ.

Далее решают вопрос ликвидации прихватов без разъединения колонны над местом прихватов (жидкостная ванна, встряхивание торпедами), но уже с привлечением дополнительных сил (геофизиков) и с затратой дополнительных материалов. После этого рассматривают вопросы ликвидации прихватов более трудоемкими методами.

Ликвидация каждой группы прихватов характерна своими особенностями. Прихваты, вызванные прилипанием бурильной колонны, как правило, ликвидируют следующими способами: жидкостными ваннами с помощью испытателей пластов или подобными им средствами, при работе с которыми в зоне прихватов снижается гидростатическое давление; обуриванием; яссом (в редких случаях).

Заклинивание бурильных колонн устраниют кислотными ваннами, механическими средствами (яссами), обуриванием, взрывами торпед и гидроимпульсом. Ликвидация возникших заклинений достаточно хорошо осуществляется при установке ясса в компоновке бурильной колонны.

При ликвидации прихватов нужно обратить особое внимание на шаблонирование всех спускаемых в скважину труб с целью обеспечения в дальнейшем возможного спуска торпед и различных приборов.

Успех ликвидации прихватов зависит прежде всего от выявления места прихватов. Поэтому вопросу определения верхней границы прихватов, и особенно интервала прихватов (верхней и нижней его границ), необходимо придавать первоочередное значение. Вначале на буровой проводят ориентировочное определение верхней границы прихватов, а затем с помощью прихватоопределителя или акустического цементомера находят соответственно верхнюю границу прихватов или интервал прихватов.

2.1.2.1. Определение верхней границы прихватов колонны труб

Самым простым способом определения верхней границы прихватов является приближенный расчет (выведенный из практики), при котором считают, что каждая 1000 м труб, свободных от прихватов, при натяжении с усилием на 200 кН, превышающим их собственный вес, удлиняется следующим образом:

Диаметр трубы, мм	114	127	140	168
Удлинение, м	0,35	0,30	0,25	0,2

Для одноразмерных труб верхнюю границу прихваты или длину свободной части труб находят по формуле

$$L = 1,05 \frac{10EF}{P_2 - P_1} \Delta l,$$

где 1,05 — коэффициент, учитывающий наличие жестких замков; E — модуль Юнга ($0,21 \cdot 10^6$ МПа); F — площадь поперечного сечения трубы, см 2 ; P_2 и P_1 — растягивающие усилия, Н; Δl — удлинение колонны, см.

Удлинение Δl и растягивающие усилия P_1 и P_2 определяют следующим образом.

1. Прикладывают к колонне усилие P_1 , которое должно превышать на пять делений показания индикатора веса, соответствующие весу бурильных труб до прихвата, и делают отметку на ведущей трубе напротив неподвижной плоскости стола ротора.

2. Повторно натягивают колонну с усилием, на пять делений превышающим первоначальное, и быстро снижают его до первоначального P_1 . Разница между первой и второй отметками объясняется трением в ролях талевого механизма.

3. Делят расстояние между первыми двумя отметками пополам и принимают среднюю черту верхней отметки для отсчета.

4. Прикладывают к колонне бурильных труб усилие P_2 , которое по индикатору веса будет на 10–20 делений превышать усилие P_1 , и делают новую отметку на ведущей трубе. При этом величина P_2 должна быть такой, чтобы деформации, вызванные этой силой, находились в зоне упругости материала.

5. Повторно натягивают колонну с усилием, не более чем на пять делений превышающим усилие P_2 , затем быстро снижают нагрузку до P_2 и делают вторую отметку на ведущей трубе.

6. Делят расстояние между двумя последними отметками пополам и полученную черту считают нижней отметкой отсчета.

7. Расстояние между верхней и нижней отметками является искомым удлинением Δl .

Часто попытки определить место прихвата натяжением колонны с усилием, меньшим ее собственного веса, и напряжением, превышающим предел текучести, приводят к большим погрешностям.

Для многоступенчатой бурильной колонны найдены простые формулы, позволяющие рассчитать верхнюю границу прихвата [40].

Исходной служит формула получения суммарного удлинения колонны Δl под действием силы ΔP

$$\Delta l = \frac{H_1 \Delta P}{28,1q_1} + \frac{L_2 \Delta P}{28,1q_2} + \frac{L_3 \Delta P}{28,1q_3} + \dots + \frac{L_n \Delta P}{28,1q_n},$$

где H_1 — длина неприхваченной части труб; L_2, L_3, \dots, L_n — длина соответствующей секции труб; $q_1, q_2, q_3, \dots, q_n$ — масса 1 м одноразмерных по наружному диаметру и толщине стенок труб в воздухе.

Из этого выражения определяют длину неприхваченной части труб H_1 самой нижней секции L_1

$$H_1 = q \left(\frac{28,1 \Delta l}{10 \Delta P} - \frac{L_2}{q_1} - \frac{L_3}{q_2} - \dots - \frac{L_n}{q_{n-1}} \right).$$

Если она окажется отрицательной, то, очевидно, верхняя граница прихваты расположена в вышестоящей секции труб, т. е. надо найти длину неприхваченной части H_2 второй от низа секции колонны

$$H_2 = q_3 \left(\frac{28,1 \Delta l}{10 \Delta P} - \frac{L_3}{q_3} - \dots - \frac{L_n}{q_n} \right).$$

Расчеты продолжают до получения положительного значения

$$H_i = q_1 \left(\frac{28,1 \Delta l}{10 \Delta P} - \sum_{n_{i+1}}^n \frac{L_n}{q_n} \right).$$

Тогда верхняя граница прихваты определится из уравнения

$$H = H_i + \sum_{n_{i+1}}^n L_n.$$

Пример. Прихвачена колонна длиной 4000 м, состоящая из трех секций бурильных труб с приваренными замками (ТБПВ).

Номер секции	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Длина секции, м	Масса 1 м колонн труб, кг
H_1	114	10	1000	29,8
H_2	127	10	1000	32,9
H_3	146	11	2000	42,1

Для определения верхней границы прихваты приложили усилие $P_2 - P_1 = \Delta P = 25$ кН. При этом удлинение колонны Δl оказалось равным 50 см.

Находим

$$H_1 = 29,8 \left(\frac{28,1 \cdot 50}{10 \cdot 2,5} - \frac{1000}{32,9} - \frac{2000}{42,1} \right) = 29,8 (56,2 - 30,4 - 47,5) = -652,6 \text{ м.}$$

Значение H_1 отрицательное, следовательно, свидетельствует о том, что верхняя граница прихваты находится выше.

Решая уравнение относительно второй секции H_2 , получаем

$$H_2 = 32,9 \left(\frac{28,1 \cdot 50}{10 \cdot 2,5} - \frac{2000}{42,1} \right) = 32,9 (56,2 - 47,5) = 32,9 \cdot 8,7 = 286,2 \text{ м.}$$

Отсюда длина свободной части бурильной колонны будет равна $H = 286,2 + 2000 = 2286,2$ м.

Таким образом, верхняя граница прихваты находится на глубине 2286,2 м.

Однако расчетным путем не всегда можно правильно определить верхнюю границу прихваты, так как скважинные условия существенно влияют на удлинение бурильной колонны. Поэтому необходимо стремиться находить верхнюю границу прихваты с помощью геофизических приборов и, исходя из полученных данных, выбирать способ ликвидации прихваты. Верхняя граница прихваты в стальных бурильных трубах хорошо определяется прихватоопределителем.

Интервал прихваты, а не только его верхнюю границу во всех возможных случаях целесообразно находить с помощью акустического цементомера. Для этого регистрируют относительную амплитуду продольной волны (A_k) и время распространения продольной волны по породе

($T_{\text{п}}$), поскольку интервал прихвата характеризуется максимальным A_k и минимальным T_p значениями.

Определение интервала прихвата позволяет с большой точностью определить группу (прилипание, заклинивание, обвал и т. п.) и место прихвата, а следовательно, дает возможность выбрать наиболее действенный способ его ликвидации.

С помощью акустических цементомеров можно находить интервал в алюминиевых и утяжеленных бурильных трубах, чего нельзя сделать прихватоопределителем.

Препятствием для массового применения акустических цементомеров с целью определения интервала прихвата является ограниченный выпуск цементомеров АКЦ-36 и большой диаметр цементомера АКЦ-80 (его можно применять только в трубах диаметром 140—147 мм). Причем при использовании в трубах с высаженными внутрь концами диаметром 140 мм цементомеры должны иметь наружный диаметр 80 мм и резину, хорошо привулканизированную к корпусу.

Техническая характеристика аппаратуры акустического контроля цементирования скважин (АКЦ)

Тип аппаратуры	АКЦ-36	АКЦ-80
Длина фона (расстояние между излучателем и приемником), мм	1700	1500
Скважинный прибор:		
длина, мм	2500	3280
диаметр, мм	36,5	80
масса, кг	22,5	65
Допустимая скорость каротажа скважины, м/ч	1200	1200
Область применения	Бурильные, обсадные и насосно-компрессорные трубы	
Внутренний диаметр труб, мм	50—200	90—324
Рабочая среда	Разгазированная и обычна промывочная жидкость	
Рабочая температура, °С	—10—+120	—10—+170
Предельное рабочее гидростатическое давление, МПа	60	100
Тип каротажной станции	Автоматическая СК-4	

2.1.2.2. Ликвидация прихватов с помощью жидкостных ванн

Наиболее простым и распространенным методом ликвидации прихвата является установка ванн, благодаря которой извлекается вся бурильная колонна. Непременное условие осуществления этого метода — сохранение циркуляции бурового раствора. В зависимости от причины прихвата применяют нефтяную, водяную или кислотную ванну, для ликвидации прихватов колонн из алюминиевых труб ванны из плавиковой кислоты и из смеси плавиковой и соляной кислот запрещаются. Для ликвидации прихватов этих труб в карбонатных породах рекомендуется применять ванны из 15—20 %-ного раствора сульфаминовой кислоты.

Перед установкой ванны (любой) определяют гидростатическое давление на продуктивные пластины. Если величина этого давления не превышает пластовое давление более чем на 15 %, то необходимо утяжелить буровой раствор.

При выборе технологии установки ванны необходимо иметь в виду следующее.

1. Плотность жидкости для ванны должна быть равной или немного больше (для ликвидации прихвата в призабойной зоне) плотности бурого раствора. При использовании в качестве жидкости для ванны известково-битумных или других растворов на углеводородной основе их необходимо обработать таким образом, чтобы исключалось выпадение утяжелителя и образование пробок внутри труб и в кольцевом пространстве.

2. Плотность, вязкость и СНС бурого раствора, находящегося в скважине, должны быть минимальными.

3. Объем жидкости для ванны должен быть равен вместимости скважины от долота до верхней границы прихвата плюс 50 %. Следует подчеркнуть, что там, где жидкость ванны заполняла весь открытый ствол, установка ванн дала лучшие результаты. При возможности жидкость ванны должна перекрывать все пластины с проницаемыми породами. Американские исследователи доказали, что минимальный объем жидкости для ванны должен быть не менее 24 м³, даже если по расчету его требуется меньше.

4. Жидкость для ванны надо подавать в зону прихвата не всю сразу: последние 3—5 м³ жидкости, находящейся в трубах, закачивать порциями по 1 м³ через 1 ч стояния под ванной.

5. Нагрузка на крюке в момент закачивания и нахождения бурильной колонны под ванной должна быть равной нагрузке до прихвата. Резкие изменения (нагрузки и разгрузки) в пределах норм допускаются только при расхаживании.

6. Для предупреждения всплывания нефти рекомендуется применять буферную жидкость, т. е. структурированный глинистый раствор, пресный и минерализованный буровой растворы. Последние два обрабатывают реагентами-структурообразователями — крахмалом, КМЦ и метасом (соответственно для температуры в скважине 100, 150 и >150 °C).

Буферная жидкость должна иметь следующие параметры: плотность, равную плотности бурого раствора; вязкость максимально возможную; СНС, замеренное через 10 мин, не менее 27 МПа; показатель фильтрации не более показателя фильтрации бурого раствора в скважине. Кроме того, буферная жидкость при смешивании с буровым раствором не должна вызывать его коагуляцию. Объем буферной жидкости берут из расчета заполнения 150—200 м кольцевого пространства и труб.

7. Продолжительность нахождения бурильной колонны под ванной должна быть не менее 12 ч, бурильную колонну при этом расхаживают через 1 ч.

Нефтяная ванна. Нефтяную ванну устанавливают при прилипании бурильных колонн или прихвате их сальником, а иногда для ликвидации обвалов. Эффективность нефтяных ванн резко повышается при добавлении в нефть ПАВ: до 2 % сульфонола, до 1 % дисульфона или 0,5—2 % дисольвана к объему закачиваемого количества нефти [1]. Поверхностно-активные вещества ослабляют силы сцепления между частицами глины, утяжелителя и породы.

Исследованиями [6] было установлено, что для нефтяных ванн желательно применять легкую нефть с содержанием значительного количе-

ства нефтяных кислот, масляных и тяжелых фракций. Меньший эффект дает закачка легкой нефти с небольшим количеством этих кислот и фракций, а также использование для нефтяных ванн тяжелых нефтей. Неодинаковое действие нефтей объясняется различными их свойствами. Легкая нефть, как менее вязкая, легко проникает между частицами глины и снижает связь между ними.

Нефтяная ванна дает хороший эффект при полной замене в зоне прихвата глинистого раствора на нефть.

Для успешного применения нефтяной ванны необходимо устанавливать ее своевременно, т. е. не более чем через 3—5 ч после возникновения прихвата, правильно определить место прихвата и количество нефти для ванны, а также правильно провести ее закачивание.

Продолжительность первой нефтяной ванны не должна превышать 24 ч. При установке второй ванны продолжительность увеличивается.

Если повторная ванна не дает результатов, то иногда переходят к сплошной промывке нефтью в течение 2—3 ч, а при отрицательных результатах — в течение 5—6 ч.

Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Для предупреждения его проводят тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне ствола скважины и в лебедке. Под ведущей трубой обязательно должен быть установлен обратный клапан, при этом категорически запрещается отвинчивать квадрат с обратным клапаном. Бурильная колонна должна быть разъединена выше обратного клапана.

При прихвате бурильной колонны в крепких, твердых и средней твердости породах, когда нефтяная ванна не дала положительных результатов, следует освобождать бурильную колонну методом перетока жидкости.

Сущность этого метода заключается в следующем. В скважину закачивают расчетное количество нефти с 2 % ПАВ с учетом создания перепада давления между затрубным и трубным пространствами 5—6 МПа. Затем с максимальной скоростью в емкости цементировочных агрегатов отбирают из скважины 5—10 м³ жидкости. При этом в затрубное пространство непрерывно доливают промывочную жидкость. Одновременно расхаживают колонну и пытаются ее провернуть. Закачивание и отбор жидкости повторяют несколько раз, причем процесс должен быть непрерывным во избежание выпадения твердых частиц и поглощения промывочной жидкости. Если при отборе жидкости начнет падать напор струи, то немедленно начинают закачивать жидкость обратно в бурильную колонну. При освобождении прихваченной колонны жидкость из нее удаляют обратной циркуляцией.

Водяная ванна. В некоторых районах для ликвидации прихватов эффективно применяют водяную ванну. Ее преимуществом является быстрота, так как не требуется специальных жидких агентов, агрегатов и специальной подготовки для ее установки. Водяная ванна эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу, если в зоне ванны встречены обваливающиеся глины, и особенно когда

бурильная колонна прихвачена или заклиниена в отложениях магниевых и натриевых солей.

Водяные ванны с содержанием ПАВ в пределах до 2 % от объема закачиваемой воды дают большой эффект. Результаты применения водяной ванны видны позже, чем нефтяной, однако к расхаживанию следует приступать через 2—3 ч. Технология установки водяной ванны аналогична установке нефтяной.

При ликвидации прихватов в скважинах, разрез которых представлен породами, склонными к обвалам (например, глинами верейского горизонта), в качестве жидкого агента для ванны применяют сбросовые воды нефтяных товарных парков, содержащие до 0,2 % дисольвана. Увеличение дозы дисольвана до 0,5 % дает поразительный эффект. Применение сбросовых вод с дисольваном для сплошной промывки скважины позволило ликвидировать ряд прихватов там, где установка нефтяных и кислотных ванн не дала результатов.

В восточных районах страны широко распространены активные водяные ванны. В бурильную колонну закачивают расчетное количество воды (желательно с добавкой ПАВ). Затем вытесняют часть ее в затрубное пространство с расчетом заполнения последнего на 100—150 м от забоя. Далее подкачивают еще 0,1—0,2 м³ воды и быстро отбирают ее назад в емкость агрегата. Этот цикл повторяют несколько раз [24].

Кислотная ванна. Для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобуров в карбонатных и глинистых (известняках, доломитах) и других породах, поддающихся действию кислоты, применяют кислотную ванну. Для кислотных ванн используют в основном техническую соляную кислоту 8—14 %-ной концентрации. Однако часто применяют смеси соляной кислоты и воды, нефти и кислоты или 15—20 %-ной соляной и 40 %-ной плавиковой кислот. В последнем случае к соляной кислоте добавляют 10 % плавиковой. Смесь подбирают опытным путем, для этого в нее помещают образцы пород и наблюдают за ними.

Для получения оптимальной концентрации ингибиированной соляной кислоты кислоту, полученную с баз, разбавляют водой. При этом объем добавляемой воды V_1 определяют по формуле

$$V_1 = \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2 - \rho_3},$$

где ρ_1 — плотность исходной соляной кислоты; ρ_2 — плотность кислоты требуемой концентрации; ρ_3 — плотность воды.

Для облегчения подбора закачиваемой кислоты в скважину в табл. 2.1 приведены плотность разбавленной кислоты при температуре смеси 15 °C и концентрация в ней соляной кислоты.

Для закачивания в скважину необходимо применять кислоту, хорошо поддающуюся ингибираванию и дающую высокую растворимость пород. Скорость реакции карбонатных пород с соляной и плавиковой кислотами зависит от давления и температуры. С увеличением давления скорость реакции уменьшается, а с ростом температуры — повышается. Например,

Таблица 2,1

Плотность агента, г/см ³	Концентрация HCl, %	Плотность агента, г/см ³	Концентрация HCl, %	Плотность агента, г/см ³	Концентрация HCl, %
1,030	5,15	1,070	14,17	1,1	20,01
1,035	7,15	1,075	15,16	1,105	20,97
1,040	8,16	1,080	16,15	1,110	21,92
1,045	9,16	1,085	17,13	1,115	22,85
1,050	10,17	1,190	18,11	1,2	23,82
1,055	11,18	1,95	19,06	1,25	24,78
1,060	12,19	—	—	1,30	25,75
1,065	13,19	—	—	1,35	26,70
—	—	—	—	1,40	27,66

при увеличении температуры на 20—25 °С скорость реакции увеличивается в 2—3 раза.

В качестве ингибиторов используют товарный формалин, униколы различных марок, легкие смоляные масла, аллиловые масла, различные поверхностно-активные вещества и т. д. Ингибиторы уменьшают вредное действие кислоты на трубы. На 1 т 10 %-ной соляной кислоты добавляют 6 кг формалина. Смешение кислот, разбавление их водой и добавку ингибиторов выполняют на буровой. Все эти работы необходимо вести с соблюдением правил техники безопасности.

Применение кислотной ванны начинают с закачки воды в объеме, зависящем от соотношения между диаметрами скважины и бурильных труб. При этом исходят из того, что 50 м высоты затрубного пространства между кислотой и промывочной жидкостью должны заполняться водой. При таком столбе воды создаются благоприятные условия для очистки труб и исключается смешивание кислоты с промывочной жидкостью. Затем закачивают расчетный объем кислоты и за ней воду из расчета заполнения труб на высоту 50 м. При кислотной ванне в колонне сначала должно быть оставлено 65—75 % закачанного расчетного объема кислоты, после этого колонну оставляют под давлением на 3—6 ч. Одновременно бурильную колонну расхаживают, как было описано выше, и подкачивают через 1 ч в кольцевое пространство от 1 до 4 м³ кислоты. Все работы по извлечению прихваченной колонны осуществляются описанными выше способами. При установке кислотных ванн особое внимание надо обращать на соблюдение правил техники безопасности. Кислотные ванны запрещается устанавливать, если бурильная колонна состоит из легкосплавных труб, так как последние при взаимодействии разрушаются, а образовавшийся в результате реакции агент способствует понижению плотности промывочной жидкости.

Расчет ванны. Для эффективного действия ванны необходимо, чтобы жидкость, закачиваемая в зону прихвата, перекрывала место прихвата. В скважинах нормального диаметра зону прихвата желательно перекрывать на 50—100 м. Если в скважине имеются каверны, то следует увеличить количество жидкости для перекрытия места прихвата, так как возможны большие расхождения предполагаемых и истинных размеров каверн.

При расчетах ванн разницей между диаметрами трубобуров, УБТ и труб пренебрегают. Для расчета объема жидкости, необходимого, чтобы заполнить затрубное пространство, исходят из разницы между диаметрами скважины и бурильных труб.

При прихвате труб, турбобура и УБТ на забое количество жидкого агента для ванны (нефти, кислоты или воды) определяется по формуле

$$Q = 785 \left(kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2 \right) (H + h) + 0,785d_{\text{в}}^2h_1,$$

где Q — количество жидкого агента для ванны, м³; $D_{\text{д}}$ — диаметр скважины, м; k — коэффициент кавернозности скважины в зоне прихвата; $D_{\text{тр}}$ — наружный диаметр бурильных труб, м; H — высота подъема жидкого агента от забоя до верхней части прихвата, м; h — высота подъема жидкого агента выше зоны прихвата, м; $d_{\text{в}}$ — внутренний диаметр труб, м; h_1 — высота подъема жидкого агента в бурильных трубах, м.

При прихвате бурильной колонны высоко над забоем или тогда, когда долото находится на забое, жидкий агент для ванны должен находиться в зоне прихвата, ниже и выше ее не менее чем на 50 м.

Количество жидкости для ванны находят из выражения

$$Q = 0,785 \left(kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2 \right) (H_1 + 2h),$$

где H_1 — высота прихваченного участка колонны, м.

Объем продавочной жидкости $V_{\text{п}}$ вычисляют по формулам:
при ликвидации прихвата у забоя

$$V_{\text{п}} = 0,785d_{\text{в}}^2(L - h_1) + V_{\text{н. л.}},$$

где L — длина бурильной колонны; $V_{\text{н. л.}}$ — объем жидкости для заполнения нагнетательной линии и подводов к прихваченной колонне;
при ликвидации прихвата над забоем

$$V_{\text{п}} = 0,785 \left[d_{\text{в}}^2L + \left(kD_{\text{д}}^2 - D_{\text{тр}}^2 \right) h_3 \right] + V_{\text{н. л.}},$$

где h_3 — высота столба продавочной жидкости в затрубном пространстве до места расположения жидкого агента для ванны (нефти, кислоты, воды).

2.1.2.3. Освобождение бурильной колонны, прихваченной осевшим шламом

При бурении скважины с применением воды в качестве промывочной жидкости бурильные колонны часто прихватываются осевшим шламом. Встречаются также случаи посадки колонны в шлам при большом количестве его в призабойной зоне, после чего колонна оказывается прихваченной. Для ликвидации таких прихватов в колонне над турбобуром или

над УБТ простреливают 12—18 отверстий и восстанавливают интенсивную промывку с расхаживанием бурильной колонны. Если циркуляцию не удается восстановить ни насосами буровой установки, ни цементировочными агрегатами, то бурильную колонну простреливают еще на 10—12 м выше и пытаются снова восстановить циркуляцию. Если циркуляция все же не восстанавливается, то колонну простреливают еще выше. При восстановлении циркуляции интенсивность ее доводят до возможной допустимой величины. Промывкой удаляют шлам над местом прострела. При дальнейшем расхаживании бурильной колонны с промывкой нижняя часть ее постепенно освобождается. Обычно через 4—6 ч расхаживания колонна полностью освобождается.

2.1.2.4. Освобождение прихваченной бурильной колонны с помощью испытателя пластов

В отечественной и зарубежной практике освобождение прихваченной бурильной колонны с помощью испытателя пластов нашло широкое применение при ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления.

При использовании этого способа значительно снижается гидростатическое давление в зоне, расположенной ниже пакера испытателя пластов, который устанавливают над верхней границей прихвата, как можно ближе к ней.

Этот способ рекомендуется применять в тех случаях, когда после нефтяной или другой жидкостной ванны колонна труб не освободилась.

Благоприятными условиями для освобождения прихваченной бурильной колонны испытателем пластов являются небольшой выход бурильной колонны из-под башмака промежуточной колонны, а также нахождение долота выше забоя. В первом случае имеется возможность установить пакер в обсадной колонне, а также создать условия для развинчивания бурильной колонны на участке, находящемся в обсадной колонне, что будет способствовать надежному распакерованию и легкому соединению с извлекаемыми трубами. Во втором случае при освобождении прихваченной колонны труб сразу же заметно ее движение.

Для осуществления этого способа необходимо определить верхнюю границу прихвата, ослабить замковое соединение над этой границей в расчетном месте, левым вращением разъединить и извлечь бурильную колонну. Затем надо спустить бурильную колонну со следующей компоновкой низа: переводник для соединения с извлекаемыми трубами; бурильные трубы; перфорированный переводник (УБТ) для создания сообщения затрубного пространства с внутренним (перфорированный переводник по возможности надо устанавливать в обсадной колонне); пакер; испытатель пластов; бурильные трубы. Над испытателем пластов рекомендуется помещать ясс, конструкция которого исключает пропуски жидкости внутрь бурильной колонны.

После соединения с извлекаемыми трубами бурильную колонну разгружают и создают нагрузку на резиновый элемент испытателя пластов.

После распакеровки открывают испытатель пластов, снижая давление под пакером на прихваченную часть бурильной колонны. Признаком освобождения колонны служит увеличение веса и проседание пакера, а также снижение уровня жидкости в затрубном пространстве.

При ликвидации аварий испытателями пластов возможны смятие обсадной колонны и поломки его узлов вследствие недостаточной грузоподъемности. Чтобы избежать этого, необходимо выполнять следующие основные условия:

1) во время спуска испытателя пластов и работы с ним надо непрерывно следить за уровнем бурового раствора в межтрубном пространстве;

2) следует подготовить обвязку устья скважины к немедленному заполнению скважины буровым раствором в случае снижения его уровня ниже допустимого предела;

3) длину бурильной колонны, спускаемой с испытателем пластов и не заполненной буровым раствором, надо выбирать таким образом, чтобы исключить возможность смятия обсадной колонны при возникновении перетока бурового раствора из затрубного пространства в бурильные трубы;

4) гидростатическое давление у башмака последней обсадной колонны и давление внутри бурильных труб, создаваемое буровым раствором с соответствующей плотностью, должны быть равными.

Для извлечения бурильной колонны грузоподъемностью большей, чем грузоподъемность испытателя пластов, нижнее соединение нижнего переводника со штоком должно быть или исключено, или усилено, резьба должна быть удлинена, а шток изготовлен из стали повышенной прочности.

2.1.2.5. Освобождение бурильной колонны взрывом торпеды из детонирующего шнура

Торпеды из детонирующего шнура предназначены для двух целей: 1) полного освобождения прихваченной бурильной колонны методом «встряхивания»; 2) облегчения отвинчивания резьбового соединения труб, находящихся выше места прихватки.

В первом случае при взрыве торпеды напротив зоны прихвата ударная волна способствует отрыву труб от стенки скважины или от сальника и т. д. Метод «встряхивания» широко и эффективно применяют во многих районах страны. Он дает положительные результаты при использовании сразу же после возникновения прихватки и перед установкой ванн. Пока ведутся подготовительные работы для установки ванн, можно попытаться ликвидировать прихват методом «встряхивания» с помощью торпеды. Применение этого метода после ванн и других длительных работ не дает ощутимого результата. Торпеды типа ТДШ рекомендуется использовать при давлении в месте взрыва до 80 МПа и температуре до 120 °С.

Торпеды изготавливают из детонирующего шнура марок ДШ-В, ДШУ и ДШЭ. В скважинах с большими температурами надо применять тер-

мостойкий детонирующий шнур и соответствующие взрывные патроны. Величина заряда торпеды должна обеспечивать заданный эффект и исключать повреждение трубы.

Потребное число рядов детонирующего шнура марки ДТ-В определяют по номограмме (рис. 2.1). Для этого соединяют прямой линией точки, указывающие гидростатическое давление p_f в месте взрыва и толщину стенки δ , в которой будет произведен взрыв.

Из точки пересечения этой прямой с промежуточной прямой (без делений) проводят прямую до точки, указывающей наружный диаметр труб, в которых будет произведен взрыв.

В точке пересечения этой прямой со шкалой n получим искомое число рядов шнура марки ДШ-В для скважины с плотностью бурового раствора, равной 1 г/см³.

Для бурового раствора большей плотности число рядов будет больше, поэтому необходимо полученное число рядов шнура разделить на коэффициент c (табл. 2.2).

Длина торпеды ТДШ для ликвидации прихвата методом встряхивания должна быть равна или немнога больше длины зоны прихвата, но с расчетом, чтобы общий вес заряда не превышал 50Н.

Для ликвидации прихвата с помощью шнуровой торпеды ТДШ проводят следующие работы: определяют интервал или верхнюю точку прихвата; спускают в скважину торпеду выбранной по расчету длины и устанавливают против зоны прихвата; натягивают бурильную колонну с максимально возможным усилием; производят взрыв.

Колонна должна освободиться.

После взрыва торпеды ТДШ немедленно начинают расхаживание бурильной колонны с отбивкой ее ротором. Для повышения эффективности этого метода и осуществления «встряхивания» в самом нижнем конце бурильных труб с турбобурами в тресте «Волгограднефтегеофизика» разработана новая конструкция ТДШ, состоящая из стального корпуса диаметром 58 мм с пятью продольными каналами — выемками по всей его длине для укладки детонирующего шнура.

Гнездо для установки взрыв-патронов, шнур и патрон закрепляют изоляционной лентой.

Корпус имеет вверху серьгу для соединения с кабелем и направления конуса вниз [41].

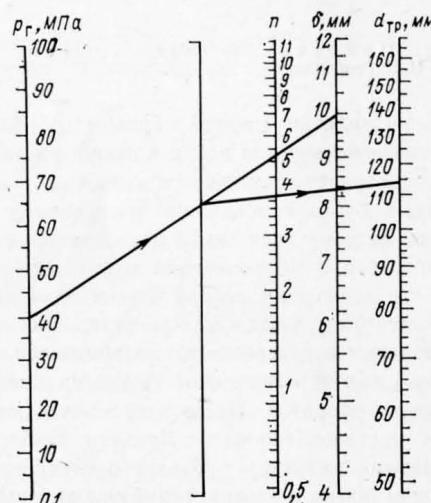


Рис. 2.1. Номограмма для определения числа рядов детонирующего шнура марки ДТ-В для торпед ТДШ

Таблица 2.2

Буровой раствор	Плотность, г/см ³	Вязкость по СПВ-5, с	Коэффициент <i>c</i>
Вода	1	15	1
Глинистый раствор необработанный	1,26	До 60	0,9
Глинистый раствор, утяжеленный и обработанный	1,5	До 60	0,85
То же			
»	1,5	До 200	0,8
»	2	До 100	0,8
»	2	До 200	0,7

Примечание. Таблица составлена по данным Азербайджанского филиала ВНИИГеофизики.

При взрыве такой торпеды ослабляется резьбовое соединение, находящееся напротив нее, и колонна развинчивается.

Торпеду опускают в скважину на каротажном кабеле. Свободную часть бурильной колонны отсоединяют следующим образом. С помощью прихватопределиеля или акустического прихватомера определяют места прихвата и расположения муфты или замка. Бурильную колонну закрепляют поворотом ротора. Затем замковое соединение в месте торпедирования разгружают путем натяжения колонны с усилием, равным весу колонны в интервале до развинчиваемого соединения. Натянутую бурильную колонну зажимают трубными клиньями и завинчивают на расчетное число оборотов. После этого опускают шаблон торпеды, затем торпеду и производят взрыв. Диаметр шаблона должен быть на 15—20 мм меньше диаметра проходного отверстия замка бурильных труб. Вращением влево колонну отвинчивают, поднимают одну свечу, восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и извлекают колонну из скважины.

Число рядов детонирующего шнура выбирают в зависимости от толщины стенок трубы и размера замков, а также от давления и температуры в интервале торпедирования, но в основном 2—6. Чем глубже интервал торпедирования, тем больший требуется заряд, т. е. тем больше рядов шнура должна иметь торпеда из детонирующего шнура, так как в условиях высокого гидростатического давления сила взрыва немногого уменьшается.

Заряд торпеды выбирают также по номограмме (см. рис. 2.1), где для труб разного диаметра дана зависимость между величиной заряда (числом отрезков детонирующего шнура) и давлением в зоне отвинчивания. Эти рекомендации относятся к трубам высокого качества. При торпедировании в изношенных трубах величина заряда уменьшается в соответствии с процентом износа труб.

Длину детонирующего шнура для торпеды выбирают в зависимости от способа определения нахождения замкового соединения, напротив которого устанавливается торпеда. Если замковое соединение найдено магнитным локатором, то длина торпеды должна быть 3—5 м.

При торпедировании без определения нахождения замкового соединения длину торпеды берут на 2–3 м больше длины трубы (в зоне торпедирования), чтобы обеспечить расположение заряда напротив замкового соединения.

В практике часто встречаются случаи, когда колонна прихвачена на большую длину и заряда в 5 кг недостаточно для ее освобождения. Тогда осуществляют несколько последовательных операций «встряхивания» и развинчивания колонны по частям.

Преимущество описанного способа заключается в возможности управления процессом развинчивания, что исключает разъединение колонны в опасных зонах (например, в кавернах и под башмаком обсадной колонны).

Технология проведения работ по освобождению колонны способом «встряхивания» подобна технологии развинчивания резьбового соединения.

Отличие состоит в том, что длина торпеды в нижней части должна обеспечивать взрыв напротив резьбового соединения, т. е. заряд торпеды должен располагаться не менее чем на 1–2 м ниже муфты, по которой развинчивается колонна. Вес заряда не должен превышать 50 Н, так как в противном случае возможны осложнения от действия ударной волны. Длина освобождаемой части ограничивается весом заряда.

Последовательность работ при освобождении прихваченной колонны развинчиванием ее с помощью взрыва следующая. Сначала определяют место прихвата акустическим цементомером или прихватоопределителем. Затем бурильную колонну закрепляют ротором. В зависимости от длины торпеды (с учетом веса заряда) намечают длину отворачиваемых труб. Далее бурильную колонну натягивают с усилием, равным ее весу до замка, в котором намечается развинчивание колонны.

Натянутую колонну закрепляют в клиньях и завинчивают. В трубы опускают шаблон торпеды, затем торпеду, производят взрыв, поднимают кабель с остатками узлов торпеды, трубы развинчивают и восстанавливают циркуляцию раствора. Скважину промывают и поднимают колонну. После этого ту же колонну снова опускают в скважину и повторяют описанный выше цикл работ.

2.1.2.6. Гидроимпульсный способ ликвидации прихвата

Гидроимпульсный способ предназначается для ликвидации следующих групп прихватов колонны труб, находящихся в скважине,— для за-клинивания колонн в желобных выработках, в местах сужения, посторонними предметами, а также при прилипании колонны под действием перепада давления. Способ основан на воздействии колебаний колонны труб и движения жидкости на материал прихвата. Колебания колонны создаются за счет предварительного ее растяжения путем нагнетания в трубы жидкости, имеющей значительно меньшую плотность, чем буревой раствор, и последующего резкого снятия давления [19].

При нагнетании жидкости в трубы, когда верхний их конец закрыт, создается растягивающая нагрузка и соответствующее растягивающее

напряжение в трубах. Во время снятия давления колонна стремится сжаться, т. е. переместиться вниз, а буровой раствор стремится с большой скоростью переместиться из затрубного пространства в трубы и размыть фильтрационную корку породы, находящуюся в зоне прихвата, или сальник. Перепад давления в зоне прихвата при этом снижается вследствие падения уровня жидкости в затрубном пространстве, колонна труб освобождается от прихвата.

Давление в колонне труб, находящейся в скважине, создается вследствие замещения бурового раствора, находящегося внутри труб, другим раствором, обладающим значительно меньшей плотностью, или водой. Перепад давления между затрубным и трубным пространствами должен быть не менее 7 МПа при одиночных импульсах и не более 10 МПа — при многократных импульсах.

Перепад давления Δp находят по формуле

$$\Delta p = (\rho_1 - \rho_2) H,$$

где ρ_1 и ρ_2 — соответственно плотности бурового раствора в затрубном и трубном пространствах; H — глубина погружения уровня раздела жидкостей в колонне, м.

Растягивающая сила G у верхнего конца колонны при этом будет равна $G = \Delta p S$, где S — площадь сечения внутренней части колонны труб.

Растягивающее напряжение σ определяют по формуле $\sigma = G/F$ (F — площадь сечения трубы).

Условия, благоприятные для применения гидроимпульсного способа:

1. Циркуляция бурового раствора в скважине. При отсутствии циркуляции способ может быть применен, только если внутренняя нижняя часть колонны герметично закупорена (шламом, взрывпакером и т. д.).

2. Длина прихваченной части колонны должна быть не более 50 м.

3. Перепад давления между затрубным и трубным пространствами должен быть не менее 7 МПа на 1000 м длины колонны труб.

4. Длина неприхваченной части труб над верхней границей прихвата должна быть более 1500 м. Время с момента возникновения прихвата до начала применения способа не должно превышать 1—2 ч.

При соблюдении данных условий колонна труб может быть освобождена за 1—5 импульсов.

Если колонна труб не освободилась после проведения 10 импульсов, то дальнейшее применение способа надо производить после установки жидкостной ванны.

При безрезультатности 30 последовательных импульсов работы следует прекратить.

Использование этого способа нецелесообразно при негерметичности колонны труб, прихвате колонны обвалившейся породой и плотности бурового раствора, находящегося в скважине, менее 1,35 г/см³.

Технология проведения способа и подготовительные работы сводятся к следующему.

1. Определить верхнюю границу прихвата, а если возможно — то и интервал прихвата (по вытяжке, прихватометром или АКЦ-4 и АКЦ-36).

2. Обеспечить буровую двумя диафрагменными камерами, задвижкой высокого давления, нагнетательной головкой и наголовником.

3. В верхней части колонны труб установить УБТ так, чтобы верхняя их часть (при собственной массе колонны до верхней границы прихвата) выступала над ротором не более чем на 40—50 см.

4. Восстановить циркуляцию, интенсивно промыть скважину и привести в соответствие с проектом параметры бурового раствора.

5. Присоединить к бурильной колонне наголовник (нагнетательную головку с пробковыми кранами высокого давления на отводных патрубках, задвижку высокого давления, тарировочную и диафрагменную камеры) с диафрагмами, выбранными согласно расчету. Предпочтение необходимо отдавать наголовникам для многократных импульсов. Причем нагнетательная головка, задвижка и наголовник должны быть предварительно опрессованы на давление, превышающее на 25 % максимальный перепад давления при гидроимпульсе. Схема обвязки оборудования для проведения работ по ликвидации прихвата гидроимпульсом показана на рис. 2.2.

6. Цементировочные агрегаты подсоединить к отводным патрубкам нагнетательной головки и к приемным емкостям с водой.

7. Разгрузить бурильную колонну полностью (если вес ее до места прихвата менее 1000 кН) или частично (если вес более 1000 кН), чтобы на зону прихвата действовал вес около 1000 кН. Оставить бурильную колонну в подвешенном состоянии на талях, закреплять натянутую колонну в роторе запрещается.

8. Закачать в бурильную колонну воду или другую жидкость, плотностью значительно меньшей, чем плотность бурового раствора, находящегося в скважине, в объеме, необходимом для получения расчетного перепада давления Δp и последующего разрыва диафрагм. Перепад давления обеспечить в пределах 10—15 МПа, но не менее 6 МПа. Столб воды в колонне должен быть не более $\frac{2}{3}$ ее длины.

9. При проведении одноступенчатого импульса воду закачивать до разрыва диафрагмы.

10. Для получения серии импульсов через короткий промежуток времени с помощью секционного диафрагменного наголовника после разрыва первой диафрагмы закачивания жидкости в трубы не прекращают до разрыва всех последующих диафрагм. Оптимальное число диафрагм в наголовнике 5.

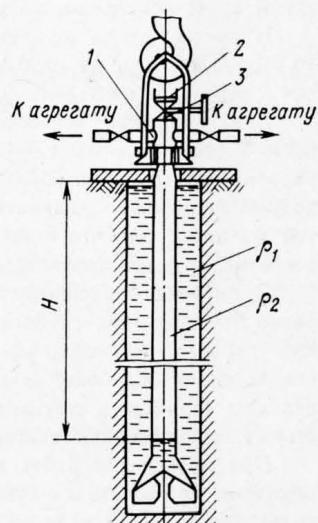


Рис. 2.2. Схема обвязки оборудования для проведения гидроимпульса:

1 — нагнетательная головка; 2 — диафрагма наголовника; 3 — задвижка

11. Чтобы не допустить перетока жидкости в результате разрыва диафрагм, последнюю из них делают на 25 % прочнее остальных, в полости наголовника остается избыточное давление.

12. После разрыва диафрагм задвижку высокого давления в наголовнике закрывают и начинают расхаживать бурильную колонну с целью ее освобождения.

Если серия импульсов от работы первого наголовника не дает результатов, то ее повторяют, но устанавливают новые диафрагменные камеры.

В случае, когда колонна труб не освободилась от прихвата после 10 импульсов, следует на 0,5—1 ч установить нефтяную ванну, после чего опять вернуться к гидроимпульсам.

Для ускорения освобождения колонны труб (и при безрезультатности первых гидроимпульсов) надо увеличить количество жидкости, отбираемой из труб при обратном перетоке, от 0,5 до 3 м³. При этом необходимо непрерывно доливать в кольцевое пространство буровой раствор той же плотности, что и был. Проведение этих работ должно исключать неконтролируемые проявления и осложнения.

Применение гидроимпульса для ликвидации прихватов нецелесообразно при вскрытых слабосцепментированных, склонных к обвалам и осипям породах, при наличии каверн, превышающих объем номинального ствола скважины более чем в 1,5 раза и при сильно засоренном забое скважин шламом и другими инородными телами, так как они способствуют закупориванию нижней части колонны и прекращению циркуляции.

При проведении работ по ликвидации прихвата гидроимпульсом необходимо соблюдать следующие правила (помимо действующих в Правилах безопасности в нефтегазодобывающей промышленности):

1) руководители и ведущие специалисты должны быть ознакомлены с Инструкцией по ликвидации прихвата колонны труб в глубоких скважинах гидроимпульсным способом;

2) работы должны проводиться в светлое время суток;

3) в период опрессовки нагнетательной линии и перед началом закачивания облегченной жидкости в прихваченную колонну весь персонал надо удалить из буровой и от ее фонаря не менее чем на 25 м.

2.1.2.7. Ликвидация прихватов с помощью яссов

Яссы нашли широкое применение при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием, прилипаниями на небольшую высоту, а также обвалиами. При работе с использованием яссов разрушаются зона заклинивания, связи между трубами и глинистой коркой. Наиболее широко применяют такие механизмы, как гидравлический ударный механизм (ГУМ) и виброударный механизм (ВУК). В каждом нефтедобывающем районе имеются яссы местных конструкций, изготовленные в местных мастерских или на местных заводах. Массовость использования яссов зависит от числа их выпуска.

Для ускорения ликвидации возникшего прихвата в начальной его стадии целесообразно устанавливать механические ударные устройства — яссы в компоновке бурильной колонны, чтобы сразу же при обнаружении

прихвата включить ясс в работу, особенно это важно при бурении в осложненных условиях.

Для установки ясса после прихвата бурильной колонны определяют интервал прихвата или его верхнюю границу, срезают или развинчивают бурильную колонну над этой верхней границей, поднимают колонну из скважины, затем опускают вместе с ясом и включают его в работу. Ясс целесообразно опускать с безопасным замком.

2.1.2.8. Ликвидация прихватов обурыванием

Этот способ наиболее надежен в соответствующих условиях: при наличии достаточного зазора между бурильными трубами и стенкой скважины. Для применения данного способа необходимо использовать тонкостенные трубы с обязательной установкой в нижней части кольцевого фрезера. При обурывании происходит разрушение связи между поверхностью трубы и фильтрационной глинистой коркой.

Процесс обурывания намного сложнее, чем бурение участка ствола до прихвата, его применяют в наиболее прихватоопасных условиях: небольшие кольцевые зазоры, значительные потери давления на преодоление сопротивлений в скважине. Поэтому работы в скважине надо вести при повышенном техническом надзоре.

Величина кольцевого зазора влияет на продолжительность обурывания и его интервал.

Запрещается оставлять обурочную трубу на длительное время без движения, даже при подготовительных работах к наращиванию бурильных труб рекомендуется проворачивать обурочную трубу.

После обурывания прихваченных труб на 2—3 трубы производят соединение их с замковым элементом или ловильным инструментом, раскашивают и пытаются их поднять. Если это не дает результата, то срезают обуренные трубы или развинчивают их над верхней границей прихвата, используя для ослабления резьбового соединения торпеду.

После извлечения части обуренных труб работы по обурыванию прихваченных труб повторяют, пытаются освободить их раскашиванием и, если это не дает результатов, снова срезают или развинчивают. Указанные работы повторяют до тех пор, пока прихваченные трубы не будут извлечены.

2.1.2.9. Извлечение бурильной колонны по частям

Отвинчивание влево правой бурильной колонны, находящейся в скважине,— процесс сложный, требует опыта и большой осторожности. Причины усложнения аварии могут быть следующие: отвинчивание не одного резьбового соединения, а сразу нескольких (в результате чего отвинченные части правой бурильной колонны могут встать в два ряда в стволе скважины), отклонение верха бурильной колонны в сторону от центра ловильного инструмента, поломка левой бурильной колонны в момент отвинчивания правой колонны и т. д. Поэтому, прежде чем выбирать метод извлечения колонны при безрезультатном применении ванн, необходимо

ходимо изучить технические и геологические условия проводки скважины и состояние прихваченной колонны. Прежде всего необходимо выполнить следующее.

1. Сопоставить размеры скважины и бурильной колонны. Если диаметр скважины больше двух диаметров бурильных труб, то это может вызвать отвинчивание бурильной колонны и они могут встать в два ряда.

2. Уточнить вид и качество бурильных труб и их соединений. Если бурильная колонна состоит из труб с приварными полузамками или с замками, навинченными горячим методом крепления, то это исключает отвинчивание одного ниппеля или одной муфты и, следовательно, ускоряет развинчивание колонны. Когда прихваченная колонна состоит из труб второго класса и ниже, вероятность обрыва и развинчивания труб одновременно в нескольких местах увеличивается. Поэтому при отвинчивании бурильной колонны авария может усложниться. Изношенность труб и соединений, входящих в комплект прихваченной бурильной колонны, вызывает необходимость торпедирования.

3. Выяснить конструкцию скважины. Если прихваченная колонна выходит немного ниже башмака предыдущей колонны, то развинчивание бурильной колонны может пройти успешно. Если же в интервале развинчивания бурильной колонны скважина не перекрыта обсадными трубами и имеется большое число каверн, то развинчивание бурильной колонны может быть безуспешным. Чем глубже скважина и больше выход бурильной колонны из-под башмака обсадной колонны, тем труднее ее развинчивать.

4. Развинчивание бурильной колонны будет успешным, если породы, слагающие разрез, твердые, а ствол скважины имеет небольшую кривизну.

Сочетание указанных и других благоприятных условий для развинчивания бурильной колонны еще не обеспечивает положительного исхода развинчивания. Для того чтобы этот процесс прошел успешно, необходимо тщательно выполнить выработанные многолетней практикой следующие минимальные требования к технологии развинчивания бурильной колонны по частям.

1. Никогда не следует развинчивать бурильные трубы большого диаметра трубами меньшего диаметра. Применение, например, 114-мм левых бурильных труб для развинчивания 168-мм правых может только усложнить состояние прихваченной колонны.

2. Прежде чем приступить к развинчиванию бурильной колонны, необходимо обеспечить вращение ротора с минимальной частотой (20—40 об/мин). Для этого надо проверить соотношение чисел зубцов на звездочках привода ротора на подъемном валу лебедки и валу ротора и в случае необходимости сменить их. Кроме уменьшения частоты вращения ротора этим достигается передача ротору максимальных усилий от привода и плавность отвинчивания.

3. Ловильный инструмент, спускаемый для развинчивания, должен иметь направляющую воронку, а метчики — центрирующее приспособление с воронкой. Размер воронки должен быть максимально допустимым.

4. Левые бурильные трубы нельзя соединять в свечи на муфтах. Муфтовые соединения сами (в данных условиях) являются источником аварии.

В качестве левых бурильных труб рекомендуется использовать трубы несборной конструкции. Практика ловильных работ последних лет показывает, что для их проведения эффективно применение беззамковых труб из алюминиевых сплавов. Особенно хорошо зарекомендовали себя беззамковые трубы диаметром 146 мм с толщиной стенки 11 мм и диаметром 90 мм с толщиной стенки 10 мм. Комплекты левых бурильных колонн не должны иметь свечей, трубы которых соединены между собой муфтами.

5. Ведущая труба до начала развинчивания должна выступать над ротором не менее чем на 2 м.

6. Нельзя допускать оффрезерования бурильных труб обсадными трубами без надетого на них конец кольцевого фрезера. В большинстве случаев это приводит к оставлению обсадных труб в кольцевом пространстве. Зубцы в данном случае являлись надрезом в обсадной трубе, которая, имея небольшую толщину, при непродолжительной работе в кольцевом пространстве разрывалась.

При развинчивании бурильной колонны необходимо следить за креплением ствола вертлюга к ведущей трубе. Наблюдается много случаев развинчивания в этом соединении вследствие недосмотра за состоянием резьб. Перед работой левыми бурильными трубами необходимо обязательно устанавливать верньер — манометр индикатора веса, который фиксирует малейшие изменения веса бурильной колонны, характеризующие степень отвинчивания бурильной колонны.

Для предупреждения поломок бурильных ключей при соединении свечей необходимо подматывать нити пенькового каната на один-два витка замковой резьбы ниппеля, что намного облегчает развинчивание колонны при подъеме.

В других случаях для ускорения развинчивания поднимаемой колонны бурильных труб подогревают замковое соединение кислородными горелками или паяльными лампами при соблюдении соответствующих требований техники безопасности.

Из изложенного следует, что развинчивать правую бурильную колонну следует лишь в крайнем случае, когда имеются соответствующие благоприятные условия или когда нельзя пропустить в колонну торпеду с установкой ее над долотом или УБТ, например если в середине колонны или в верхней части ее установлен переводник с небольшим проходным отверстием или если произошел прихват колонны после обрыва ее в верхней части, а соединение метчика с инструментом не позволяет пропустить торпеду.

Перед работой левыми бурильными трубами натягивают правую бурильную колонну с усилием, равным ее весу, и врашают ее влево. В момент отвинчивания происходит прыжок колонны. После извлечения отвинченных правых труб продолжают развинчивание колонны левыми бурильными трубами до предполагаемого места прихвата без оффрезерования находящейся в скважине части колонны.

Однако не следует чрезмерно увлекаться развинчиванием бурильной колонны без оффрезерования, так как даже наполовину прихваченную трубу длиной 10—12 м во многих случаях отвинтить невозможно.

К прихваченному участку бурильной колонны спускают кольцевой фрезер, который прикрепляется к обсадным трубам. Длина последних должна быть на 2—3 м больше длины оффрезеровываемой свечи или трубы. В последнее время вместо обсадных труб стали спускать корпус турбобура с верхним переводником. К нижней части корпуса прикрепляют кольцевой фрезер. Фрезер может быть правым и левым, но предпочтение надо отдавать правому фрезеру, так как при фрезеровании левым фрезером возможно отвинчивание правых бурильных труб, находящихся в скважине. Для работы левым фрезером на обсадных трубах или на корпусах турбобуров перерезают резьбу с правой на левую.

Бурильные трубы фрезеруют роторным способом при частоте вращения колонны не более 60—80 об/мин с нагрузкой 20—60 кН, при скорости восходящего потока жидкости не менее 1,2 м/с.

После фрезерования бурильных труб на длину фрезера с обсадными трубами скважину промывают до выравнивания плотности промывочной жидкости и поднимают фрезер. При промывке нельзя оставлять фрезер без движения, так как он может быть прихвачен. Затем спускают левые бурильные трубы и отвинчивают часть правой бурильной колонны, находящейся в скважине. Далее последовательно с фрезерованием отвинчивают очередные трубы. Метчик, колокол, направляющие воронки и типы фрезеров выбирают соответственно указаниям, изложенным при описании ловильного инструмента.

Турбобуры, электробуры и УБТ фрезеруют в тех случаях, когда диаметры скважины и фрезеруемого предмета отличаются между собой на 95—100 мм.

При фрезеровании бурильных труб, находящихся в скважине, трудно ввести трубы в кольцевой фрезер. Как известно, разница между наружным диаметром фрезера и диаметром скважины 25—30 мм не всегда обеспечивает заход трубы во фрезер сразу, так как очень редко труба расположена по центру. Чаще всего фрезер сразу становится на трубу. Легкими поворотами фреза с небольшой нагрузкой 5—20 кН удается ввести трубу во фрезер, но не всегда. Тогда в интервале залегания твердых пород приходится применять повышенные нагрузки. Для этого создают нагрузку на верх оффрезеровываемых труб до 100—120 кН и при последующих периодических поворотах ротора можно завести трубу во фрезер. Увеличение нагрузки на крюке свидетельствует о том, что фрезер заходит в кольцевое пространство. Легкость вращения ротора (что видно по работе ротора и цепной передачи) подтверждает, что фрезер находится в кольцевом пространстве.

Способ извлечения бурильной колонны по частям очень сложный, требует больших опыта и осторожности. Недостаток этого способа заключается в том, что отсоединить колонны труб у прихваченного участка не всегда возможно. Разъединение происходит нередко значительно выше места прихвата или на неблагоприятном участке — напротив каверн, где затруднено соединение с извлекаемой колонной труб; в местах с наи-

более изношенными резьбовыми соединениями по сравнению с теми, которые находятся напротив места взрыва торпедой типа ТДШ; на участках зависания колонны на стенах ствола скважины или на участках с менее нагруженными резьбовыми соединениями. Как отмечалось ранее, при вращении влево может произойти и многократное разъединение, в результате чего части колонны могут встать в два ряда. Кроме того, иногда нецелесообразно разъединять замковое соединение (при малых зазорах между бурильными и обсадными трубами), так как это исключает применение наружных ловильных инструментов или обуривание.

2.1.2.10. Ликвидация прихватов путем срезания колонн труб труборезами кумулятивными

В соответствующих благоприятных условиях можно применять способ среза колонн труб, который заключается в следующем.

Определяют интервал прихвата или верхнюю границу прихвата. Бурильную колонну натягивают на допустимое усилие и закрепляют в этом положении. Спускают шаблон кумулятивного трубореза, а затем и сам труборез и срезают трубу в намеченном месте, возможно ближе к границе прихвата. Извлекают неприхваченную, находящуюся выше среза часть колонны труб. Далее или пытаются извлечь оставшуюся часть труб одним из известных методов (с помощью ударных механизмов, разрушением труб фрезерами, обуриванием), или забуривают второй ствол.

В соответствующих благоприятных условиях поочередное применение обуривания со срезом обуренных труб позволяет исключить необходимость в левых трубах.

2.1.2.11. Торпедирование для обрыва бурильной колонны

При неудачных работах по ликвидации аварий, когда извлечь прихваченные трубы не представляется возможным и когда единственным методом ликвидации аварии является зарезка второго ствола или прекращение всяких работ по ликвидации аварии, неприхваченные трубы отсоединяют, чтобы использовать повторно. Для этого рекомендуется применять труборезы кумулятивные или торпеды шашечные типа ТШ, ТШТ и ТКДШ.

Непременным условием проведения торпедирования является свободное прохождение торпеды до места взрыва. Торпедирование следует производить при условии, что после него бурильная колонна, находящаяся выше границы прихвата, будет поднята без особых затруднений.

Торпедированием по сравнению с другими методами можно извлечь наибольшее число бурильных труб, так как оно исключает необходимость развинчивания бурильной колонны на несколько секций, установки этих секций в два ряда или отклонения в каверну верхней части колонны, находящейся в скважине.

После торпедирования восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости и пытаются поднять бурильную колонну при помощи талевой

системы. Как показал опыт, бурильные колонны нельзя извлечь сразу после торпедирования без приложения значительных усилий, превышающих вес бурильной колонны до места торпедирования. Поэтому после торпедирования колонну надо расхаживать и проворачивать ротором, но без больших усилий. Хорошие результаты дает натяжка колонны гидравлическими домкратами.

После извлечения отторпедированной части колонны следует решить вопрос о дальнейшем использовании труб.

2.2. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ СПУСКЕ И КРЕПЛЕНИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

При прихвате обсадной колонны следует восстанавливать интенсивную циркуляцию промывочной жидкости и одновременно расхаживать колонну. Расхаживание надо производить без резких посадок, усилие при натяжке колонны должно на 50—100 кН превышать вес колонны до прихвата.

Если эти меры не дают положительных результатов, то обсадную колонну цементируют в месте вынужденной остановки. Когда требуется обязательно допустить колонну до забоя, т. е. когда вынужденная остановка равноцена ликвидации скважины по техническим причинам, ведут длительные работы для освобождения прихваченной колонны (пытаются освободить ее при помощи ванны или сплошной промывки скважины нефтью или кислотой).

Прихваченные обсадные колонны, через которые прекратилась циркуляция промывочной жидкости, можно также освободить, восстановив циркуляцию через отверстия в колонне выше стоп-кольца. Для этого в колонне простреливают 15—20 отверстий. Если эти работы оказываются безрезультатными, то определяют верхнюю границу прихвата с помощью прихватоопределителя, а по возможности и интервал прихвата с помощью акустического цементомера. Над интервалом прихвата простреливают 15—20 отверстий и пытаются восстановить циркуляцию. Если после этого колонна не освободится, то решают вопрос о дальнейших работах на скважине. Как правило, ее цементируют в данном положении.

При заклинивании обсадных труб в обсадных колоннах или прихвате их в необсаженной части практикуется следующий метод ликвидации аварий. Определяют место прихвата колонны. Обрезают прихваченную обсадную колонну над местом прихвата и последующими спусками труборезки с силовым конусом разрезают прихваченные трубы на части. Длина вырезаемого участка трубы составляет 1,5—2 м. Этот метод целесообразно применять, если длина прихваченных труб небольшая. Помимо этого можно небольшие участки колонн в подобных случаях разрушать забойными фрезерами.

Иногда описанным методом устраняют нарушения целостности обсадных колонн, для чего извлекают трубы выше мест нарушения, если они не зацементированы и не прихвачены, удаляют нарушенные участки труб разрезанием нарушенной трубы на пять—семь кусков. Затем после удаления дефектного участка трубы соединяют с оставшейся в скважине

колонной с помощью специального герметизирующего устройства. Последнее представляет собой корпус с набором манжет, металлических колец, конических плашек и пружины, размещенных внутри него. Устройство работает по принципу ловителя с промывкой.

При посадке колонны часть труб забивается шламом. Чтобы освободить трубы от шлама, колонну, если это возможно, поднимают. Если она оказалась прихваченной, то простреливают отверстия над стоп-кольцом, восстанавливают циркуляцию и цементируют колонну. Затем ее расхаживают при увеличенной прокачке промывочной жидкости и переходят на промывку водой или нефтью. Когда и это не удается, то колонну цементируют.

Извлечение обсадных колонн по частям упрощается, если можно произвести их обуривание. В этих случаях обуривают часть колонны, спускают преимущественно наружную труболовку или наружный ловитель, соединяют ее или его с извлекаемыми трубами и пытаются извлечь трубы расхаживанием. Если это не удается, то в скважину спускают труборез (кумулятивный, пескоструйный или механический) и срезают обуренную часть колонны. Затем операцию повторяют. Применение последовательного обуривания со срезанием колонны труборезкой позволяет извлечь обсадную колонну.

Упавшую в скважину часть колонны обсадных труб извлекают ловителем и труболовкой для обсадных труб (преимущественно типа ТВО). Использование неосвобождающихся ловильных инструментов (труболовок, ловителей, специальных переводников) нежелательно. Обсадные трубы и часть обсадных колонн большого диаметра, как правило, не поддаются извлечению.

При смятии обсадной зацементированной колонны спускают печать или скважинный фотоаппарат для выяснения формы и степени смятия колонны.

Чтобы исправить смятие колонны, применяют различные оправки. Максимальный наружный диаметр оправок должен быть на 5—10 мм меньше внутреннего диаметра колонны. При необходимости после исправления колонны ее закрепляют цементным раствором.

Желательно, чтобы оправки, спускаемые в скважину диаметром более 190 мм, для ликвидации нарушений в обсадных колоннах имели направляющую головку меньшего диаметра по типу пилот-долота. Направляющая головка проходит ниже места нарушения и исключает зарезку ствола за обсадной трубой.

Разрушенное при цементировании колонны тело трубы почти нельзя восстановить, можно только выпрямить нарушенные участки оправками и перекрыть их другой колонной.

Когда при продавливании весь цементный раствор или значительное его количество остается в колонне, ее поднимают, если позволяет грузоподъемность вышки и оборудования. В противном случае из колонны немедленно вымывают цементный раствор (пока он не успел скватиться), так как промедление может привести к ликвидации скважины, или приступают к разбуриванию цементного стакана — работе длительной и не всегда дающей положительные результаты.

2.3. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ С ТУРБОБУРАМИ И ТУРБОДОЛОТАМИ

О возникновении аварии с турбобуром свидетельствует резкое падение давления промывочной жидкости почти без потери веса колонны.

При срыве замковой резьбы верхнего переводника турбобура в скважину спускают ловитель или труболовку. При уверенности, что резьба замковой муфты находится в хорошем состоянии, спускают метчик-калибр или новый замковый ниппель, которые соединяют с оставленным турбобуром. Работы производят согласно правилам эксплуатации выбранного ловильного инструмента, помня о необходимости спуска в соответствующих условиях ловильного инструмента с центрирующим приспособлением.

При срыве резьбы, соединяющей переводник с корпусом турбобура или секции между собой, спускают резьбовой калибр или новый переводник. Последний используют в том случае, когда уверены, что резьба корпуса турбобура не нарушена и доступ к ней не закрыт. Если позволяет диаметр скважины, то для извлечения турбобура спускают трубную ловушку, представляющую собой отрезок обсадной трубы с вмятинами, или ловитель турбобура конструкции Алянчикова для захвата турбобура под ниппель.

При поломке корпуса, когда часть статоров оказывается открытой или когда отвинтился ниппель, т. е. открыты все статоры, для извлечения узлов турбобура применяют трубную ловушку с вмятинами по телу для заклинивания в них турбобура. Чтобы убедиться в том, что турбобур находится в ловушке, колонну приподнимают на 1—5 м над забоем и медленно восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости. Увеличение давления свидетельствует о соединении ловушки с турбобуром.

Другим способом извлечения турбобура является захват его укороченным ловителем или турбиноловкой за выступающую часть вала с гайкой и контргайкой. Для облегчения захвата турбобура за выступающую часть вала контргайку удлиняют на 200 мм. Наружный диаметр ее делают равным диаметру трубы или замка, что способствует захвату турбобура за выступающую часть соответствующим ловителем. Резьба гайки и контргайки не у всех турбобуров левая, поэтому не всегда можно работать колоколом.

При поломке вала турбобура или турбодолота, а также при отвинчивании гайки и контргайки в скважине остается вал турбобура, который извлекают ловителем или колоколом. Если соединению ловильного инструмента с турбобуром мешает распорная втулка, то ее извлекают гладким колоколом, который иногда применяют для захвата турбобура за верхнюю опору. Для ликвидации заклинивания турбобура используют кислотную ванну, а для ликвидации прихвата вследствие сальникообразования — нефтяную или водяную ванну либо один из методов подсобной ликвидации аварий с прихватом труб.

Если корпус турбобура заклиниен над забоем и применяемые методы извлечения его с помощью расхаживания и ванн не дали результатов, то перед торпедированием бурильной колонны турбобур пытаются сбить на забой. Для этого разгружают колонну на 100—150 кН, опускают в нее шаблон с целью выявления возможностей беспрепятственно дойти до вала

турбобура. После подъема шаблона в колонну бросают два жестко соединенных вала турбобура с головкой в верхней части для захвата его лебедкой ЛГГ-300. Если турбобур не удалось сбить, то валы поднимают лебедкой и повторяют операции несколько раз, но не более десяти.

Сбивать заклиниченный турбобур эффективнее способом, описанным П. М. Люкшиным, М. О. Канаренштейном и В. П. Смирновым. Сущность его состоит в следующем. Бурильную колонну отсоединяют от турбобура (торпедированием труборезкой или развинчиванием) так, чтобы верхняя часть его не была нарушена. К нижней части поднятой колонны присоединяют глухой переводник, исключающий прохождение промывочной жидкости внутрь труб, и спускают бурильную колонну в скважину, обеспечивая герметичность замковых соединений. Внутренняя часть бурильной колонны остается не заполненной жидкостью в пределах допускаемых величин, исключающих смятие труб. По достижении верха оставленного турбобура колонну разгружают. Усилие разгрузки берут в зависимости от диаметра бурильных труб, но не более 150 кН. Затем внутрь пустых труб бросают жестко соединенные между собой два вала турбобура с головкой под шлипс грунтоноски наверху.

Валы ударяются о дно глухого переводника, передавая силу удара на заклиниченный турбобур. Если после первого удара турбобур не освободился, то валы поднимают и сбрасывают несколько раз. Сбитый турбобур ловят одним из описанных методов. Когда работы по извлечению турбобура не дают результата, забуривают второй ствол.

Если поломка корпуса турбодолота произошла так, что верх его оканчивается выступающей из вала грунтоносной и ее опорой, то следует применить ловушку с вмятинами и захватить его за верхнюю опору или за роторы и статоры. Когда же этот прием не дает результата, извлекают сначала подъемную грунтоноску, затем спускают труболовку или метчик для соединения с валом турбодолота.

2.4. ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ С ДОЛОТАМИ

Признаками аварий с долотами при роторном бурении являются неравномерное вращение, вертикальные колебания бурильной колонны, а также прекращение проходки, при электробурении — снижение показаний амперметра и отсутствие проходки, а при турбинном — остановка турбобура, а также отсутствие проходки. Выбор метода зависит от конкретных условий и наличия разрушающих инструментов. Установлено, что долото диаметром 295 или 269 мм может разрушаться при двух-трех спусках башмачного или забойного фрезера. Последующими спусками паука гидромеханического или магнитного фрезера извлекают куски металла с забоя. Долото, оставленное посередине ствола скважины, сначала доводят до забоя, потом определяют печатью его положение. Если долото стоит присоединительной резьбой вверх, то его извлекают так же, как и в предыдущем случае. Во всех других случаях его разрушают фрезером или торпедой.

Категорически запрещается извлекать бескорпусные долота метчиком. Это приводит или к расколу долота, или к оставлению его над забоем, так как метчик очень плохо закрепляется на сварных швах.

Шарошки долот и лапы с шарошками, а также лопатки лопастных долот, оставленные в скважине, извлекают пауком гидромеханическим или магнитным фрезером. Целесообразно работать магнитным фрезером в комплексе с металлоулавливателем, устанавливаемым над ним.

При отсутствии паука гидромеханического или магнитного фрезера соответствующей грузоподъемности шарошки долота или лапы с шарошками разрушают забойным или башмачным фрезером.

В зависимости от твердости пород на забое поверхность торцевой части фрезера должна быть выпуклой, плоской и вогнутой. Для повышения эффективности очистки забоя над забойным фрезером надо устанавливать металлоулавливатель.

В других случаях узлы долота извлекают фрезером-пауком, гидравлическим пауком или пауком, изготовленным из обсадной трубы. Иногда для разрушения одной шарошки на забое используют штыревые долота. Этот метод применять не следует, так как процесс разрушения продолжается долго, на забое часто остаются шарошки того долота, которым разрушали породы. После работы штыревым долотом на забое остается много металла, поэтому замедляется углубление скважины, а в некоторых случаях возникает новая авария с поломкой долот. При этом на разбуривание шарошки одного долота иногда расходуются два-три дорогостоящих штыревых долота.

Для извлечения лап с шарошками долот большого диаметра в мягких породах нередко зарезают второй ствол (турбобуром с отклонителем, в который затем пикообразным долотом сталкивают лапы с шарошками) и цементируют его. Для этого на 8—10 м выше места оставленного долота вырабатывают уступ и зарезают новый ствол с таким расчетом, чтобы его забой оказался ниже старого забоя на 15—20 м.

2.5. ОСВОБОЖДЕНИЕ СКВАЖИН ОТ ПОСТОРОННИХ ПРЕДМЕТОВ

Упавший в скважину предмет может застрять над забоем и заклинивать спускаемую колонну. Особенно часто это случается там, где скважина имеет большую кривизну, значительную длину необсаженной части ствола скважины, много уступов, каверн и т. д. Поэтому при наличии в скважине названных условий не следует спешить со спуском инструмента для разрушения предмета на забое. Сначала надо спустить прихватоопределитель для выяснения местонахождения металла. Если предмет находится в стенке скважины над забоем, то скважину прорабатывают эксцентричным долотом в зоне нахождения предмета, чтобы сбить его на забой. Затем снова спускают прихватоопределитель, и если предмет не был сбит, торпедируют его и прорабатывают скважину до забоя.

Упавший в скважину посторонний предмет извлекают ловильным инструментом, выбор которого определяется размером и формой предмета. Если размеры предмета позволяют ему разместиться в гидромеханическом пауке, то надо постараться извлечь предмет с его помощью.

Использование магнитного фрезера зависит от размера и веса извлекаемого предмета.

Крупные предметы (роторные клинья, челюсти ключей АКБ-3 и т. д.) разрушают на забое забойными или башмачными фрезерами, а также коронками башмачных фрезеров, присоединяемыми к магнитным фрезерам. Колонковые трубы, подъемные грунтоноски и другие предметы разрушают забойными фрезерами или извлекают трубными ловушками, представляющими собой трубу с воронкой. На трубе сделаны загнутые вверх вырезы, в которых зажимается извлекаемый предмет. В отдельных случаях крупные детали разрушают торпедами типа ТКО.

Скважину периодически необходимо очищать от мелких металлических предметов, чтобы исключить последующее заклинивание ими колонны труб. Очищать забой рекомендуется магнитным фрезером, присоединенным к шламометаллоулавливателю, или эжекторным металлоулавливателем.

2.6. ЛИКВИДАЦИЯ ПРОЧИХ АВАРИЙ

2.6.1. Ликвидация аварий, возникающих при геофизических работах в скважине

При геофизических работах в скважинах встречаются следующие виды аварий: прихваты прибора и кабеля, обрывы кабеля, оставление в скважине скважинных приборов, торпед, радиоактивных веществ. При ликвидации аварий всех видов, возникших во время геофизических работ в скважинах, на буровой присутствует геофизический отряд, который при необходимости проводит определение местонахождения кабеля, прибора, контрольные замеры бурильной колонны и другие работы, направленные на ускорение ликвидации аварии.

Ответственным представителем геофизической службы на скважине при ликвидации аварии является главный инженер, начальник или старший геофизик производственного отдела экспедиции, который совместно с представителем буровой организации составляет план работ и инструктирует работников партии.

2.6.2. Ликвидация прихвата кабеля и прибора

О возникновении прихвата свидетельствуют рост нагрузки на датчике натяжения каната, изменение характера работы двигателя и прекращение изменения регистрируемого параметра. В этих случаях надо немедленно прекратить подъем кабеля. Далее необходимо определить группу прихвата (кабеля или прибора), для чего следует найти свободную длину кабеля L_c (в м) по формуле

$$L_c = \frac{\Delta l}{10K\Delta P} \cdot 10^3,$$

где Δl — дополнительное удлинение кабеля, м; K — коэффициент упругого удлинения кабеля с закрепленными концами, зависящий от типа кабеля; ΔP — дополнительная нагрузка на кабель (сверх его веса), кН.

Тип кабеля	КГ3-59-90	КГ1-59-200	КГ3-78-250	КГ7-68-180
Коэффициент K	1,43	1,7	1,7	1,73
Тип кабеля	КГ1-53-90	КГ1-53-180	КОБД-4	КГКТ-2
Коэффициент K	1,78	1,88	2,13	2,2

Если свободная длина кабеля, полученная по формуле, равна его фактической с точностью до 10 %, то прихвачен прибор. Если свободная длина кабеля окажется на 30 % меньше фактической, то прихвачен кабель. В остальных случаях группу прихвата определить нельзя.

Допустимая нагрузка, превышающая вес кабеля, находящегося в скважине, кН	8,0	17,7	22,7	24,6	39,2
Разрывное усилие кабеля, кН	24	53	68	78	98

П р и м е ч а н и е. Приложение усилий выше указанных не допускается.

Если при приложении соответствующих нагрузок прихват не ликвидируется, то дальнейшие работы ведут по плану, составленному совместно представителями геофизической и буровой организаций.

Как правило, затем пытаются извлечь кабель с помощью спуска бурильной колонны с пропуском кабеля внутри нее. Причем, если проходное отверстие бурильной колонны допускает прохождение внутри нее прибора, то низ колонны оснащают воронкой. Если такой возможности нет, то к бурильной колонне присоединяют ловильный инструмент для захвата прибора.

Наиболее эффективный метод освобождения прихваченного кабеля предложен А. В. Ферштером. На каротажном кабеле устанавливается зажим на высоте 1 м от ротора, затем кабель с зажимом опускается на ротор и удерживается там специальной вилкой. Выше зажима делают петлю из кабеля, над которой кабель обрубают. На конце оставшегося у лебедки кабеля крепят карабин или крючок с предохранителем, предотвращающим самопроизвольное отсоединение от него петли. Кабель с карабином пропускают через ролик, специально установленный у кронблока. Затем к нему присоединяют груз и пропускают через бурильную трубу. После этого груз отсоединяют от карабина и цепляют последний за петлю кабеля, подвешенного на роторе. Натягивают каротажной лебедкой кабель, освобождают вилку и бурильную трубу спускают в скважину. После установки трубы на элеватор на торец муфты бурильного замка устанавливают вилку и на нее опускают зажим кабеля с петлей. Карабин отсоединяют от петли, подвешивают к нему груз, пропускают их через очередную трубу или свечу, произведя поочередно описанные операции, и опускают бурильную колонну до места прихвата кабеля.

Прихваченный кабель, как правило, освобождается при доведении до места прихвата воронки бурильной колонны. В других случаях прихваченный кабель освобождают с помощью канаторезки, овершота или патрубка с окном.

Овершот применяют, когда на конце кабеля находится прибор, который можно захватить пружинами овершота, а патрубок с раструбом — при оставлении груза в скважине.

Канаторезку используют для обрезания кабеля над местом прихвата. При этом проводят операции в следующей последовательности: закрепляют кабель на устье скважины зажимом, сматывают весь кабель с каротажной лебедки или обрубают его так, чтобы длина кабеля выше зажима составляла 150—200 мм. Затем протаскивают кабель через окно канаторезки (овершота или патрубка с окном) и подсоединяют его к ка-

ротажной лебедке. Канаторезку, овершот или патрубок с окном присоединяют к бурильной трубе и спускают в скважину. При этом кабель будет находиться между стенкой скважины и бурильной трубой. Для успешного извлечения кабеля необходимо, чтобы окно канаторезки было направлено к лебедке подъемника. Кабель после спуска первой трубы должен быть натянут с усилием, равным половине его разрывного усилия. Величину установленного натяга необходимо все время поддерживать, для чего надо отпускать кабель с лебедки.

Бурильную колонну опускают медленно и без вращения. Трубы между собой соединяют при застопоренном роторе без вращения колонны, подвешенной на роторе.

При достижении места прихвата овершотом или патрубком с окном восстанавливают циркуляцию и опускают колонну до освобождения кабеля. На ликвидацию прихвата указывает резкое ослабление натяжения кабеля. Если при последующем натяжении кабель свободно идет вверх, то его извлекают из труб и затем поднимают бурильную колонну. Иногда трубы поднимают вместе с кабелем, используя зажим для удержания его на трубах.

При спуске канаторезки бурильную колонну допускают до места прихвата и дают натяжку, при этом ножами канаторезки кабель отрезают и извлекают лебедкой подъемника на поверхность. Бурильную колонну поднимают обычным путем.

В связи с тем что при этом методе ликвидации прихвата кабель находится между стенкой скважины и трубой в неблагоприятных условиях и нельзя исключить вращение труб, кабель часто обрывается задолго до достижения ловильным инструментом места прихвата. Поэтому этот метод можно применять только при работах в неглубоких скважинах, не имеющих кривизны. Предпочтение следует отдать методу А. В. Ферштера.

Когда извлечь кабель невозможно, его обрывают с помощью лебедки каротажного подъемника или буровой лебедки. В первом случае подъемник и блок-баланс дополнительно закрепляют от перемещения, для чего спереди и сзади колес автомобиля устанавливают подкладки, закрепляемые трубами, вбитыми в землю.

Кабель отрывают чередованием натяжения на самой низкой скорости с резким снижением натяжения при непрерывном и последовательном увеличении нагрузки на кабель на 3—5 кН. Причем натяжение с одним и тем же усилием повторяют 2—3 раза. Нередки случаи, когда при приложении усилий, больших, чем при расхаживании прихваченного кабеля, он освобождается. Чередованием натяжения с увеличением усилия на кабель добиваются его обрыва. При этом особое внимание обращают на соблюдение правил техники безопасности.

При обрыве буровой лебедкой кабель закрепляют на роторе или устье скважины с помощью зажима или других приспособлений. Затем кабель ослабляют, сматывают несколько витков и закрепляют на подъемном крюке буровой установки. Затем медленно поднимают талевый блок и проводят работы по обрыву кабеля в такой же последовательности, как и при обрыве его с помощью лебедки подъемника. Внутри фонаря вышки при этом должен находиться один бурильщик. Кабель крепят на

подъемном крюке с предварительной обмоткой крюка мешковиной для предупреждения повреждения кабеля. В практике часто обрывают кабель, наматывая его на переводник, который устанавливают внутри двух штропов, подвешенных на крюке. Для предупреждения выхода переводника из кольца штропа к каждому концу переводника присоединяют или заглушку с выступом, большим отверстия в штропе по горизонтали, или переходные переводники на больший диаметр.

2.6.3. Извлечение оборванного кабеля

Извлечение оставленного в открытом стволе скважины каротажного кабеля представляет определенные трудности, так как он может быть расположен выше или ниже места обрыва кабеля. Оседание кабеля по стволу скважины под действием собственного веса зависит от длины кабеля, его марки и степени износа, диаметра и кривизны ствола скважины, параметров бурового раствора и других факторов.

Наряду с этим в процессе ловильных работ и подъема кабеля возможны повторные обрывы и оставление кабеля или его частей выше первоначально определенной глубины, которую практически невозможно найти.

В этих условиях перепуск ловильного инструмента приводит к образованию пробок или сальников из части кабеля, что усложняет работы по извлечению кабеля.

В последнее время найдено решение, позволяющее постоянно контролировать нахождение каротажного кабеля в открытом стволе скважины и значительно облегчить работы по его извлечению [36].

Предложенная технология заключается в следующем.

1. Замеряют длину извлекаемой части кабеля.
2. Ориентировочно определяют глубину обрыва.

3. Спускают в скважину прихватоопределитель и непрерывно замеряют величину магнитного поля ниже башмака обсадной колонны. При этом слегка волнистая вертикальная кривая, записанная прибором, указывает на отсутствие каротажного кабеля на данном участке ствола скважины. Резкие колебания показаний регистрирующего прибора, отмеченные на диаграмме горизонтальными пиками, свидетельствуют об изменении величины естественного магнитного поля в стволе скважины и указывают на близкое соседство кабеля с прихватоопределителем (отмечают верхнюю границу этих колебаний).

4. Уточняют достоверность показаний прихватоопределителя путем осторожного спуска его ниже глубины, на которой обнаружена верхняя часть кабеля, но не более чем на 20—30 м. Убедившись в наличии каротажного кабеля на данном участке ствола, можно поднимать прихватоопределитель из скважины.

5. Ловильный инструмент спускают на 10—20 м ниже верхней границы нахождения кабеля, зафиксированного по показаниям прихватоопределителя, и производят ловильные работы.

6. Ловильный инструмент поднимают из скважины и выясняют, полностью или частично извлечен каротажный кабель. В первом случае

ловильные работы прекращают. Если каротажный кабель извлечен частично, то в скважину опять спускают прихватоопределитель и повторяют весь цикл описанных работ.

7. Спуск прихватоопределителя и ловильного инструмента производят до полного извлечения кабеля.

В результате накопления опыта работ с применением предлагаемой технологии установлено следующее.

Замер величины магнитного поля с помощью прихватоопределителя нужно начинать всегда из-под башмака обсадной колонны независимо от длины поднятого кабеля, так как в процессе проведения предшествующих ловильных работ и подъема часть оборвавшегося кабеля может оказаться выше первоначальной глубины нахождения верхней части кабеля.

При отсутствии каротажного регистратора наблюдения за изменением величины магнитного поля в стволе скважины можно осуществлять с помощью других измерительных приборов, например: микроамперметра М-265 с пределами измерений 0—100 мА, тестера или ампервольтметра.

Контролировать движение прихватоопределителя в открытом стволе скважины целесообразнее по датчику натяжения, а при его отсутствии — по натяжению кабеля.

Спуск прихватоопределителя на 20—30 м ниже местонахождения верхнего конца кабеля не приводит к опасным последствиям. Как показала практика, оборванный кабель равномерно лежит на стенке скважины, образуя витки, размеры которых зависят от марки кабеля, срока его эксплуатации и диаметра скважины.

Каждый геофизический отряд, выезжающий для проведения работ на буровую, должен иметь прихватоопределитель и запасной кабельный наконечник.

Оборванный кабель в скважине чаще всего извлекают ершами, спускаемыми только на бурильных трубах. Спуск ерша на кабеле запрещается. Ерш спускают на 10—20 м ниже места обрыва, скорость спуска на этом участке должна быть очень низкой. Спуск прекращают при разгрузке колонны на 15—20 кН. Затем производят пять-шесть подъемов и спусков его на длину ведущей трубы, а затем три-пять медленных поворотов бурильной колонны с ершом и снова три-пять подъемов и спусков ерша на длину ведущей трубы. Далее приступают к медленному подъему бурильной колонны. Ее поднимают на 30—50 м, если увеличение нагрузки на крюке не прослеживается и нет никаких других признаков захвата кабеля, а потом снова спускают бурильную колонну, но уже на 30—50 м ниже предыдущего места работы ершом. Так, повторяя эти операции, спускают ерш с бурильной колонны до захвата кабеля. Затем приступают к подъему всей бурильной колонны. Первые пять-десять свечей, захваченных кабелем, поднимают на самых низких скоростях, а затем скорость увеличивают. При этом подъем всех труб ведется на второй скорости лебедки. При подходе ерша с извлекаемым кабелем к башмаку обсадной колонны подъем следует производить на первой скорости.

При ловильных работах внутри обсадной трубы ерш обязательно спускают с ограничительной воронкой, имеющей отверстия для прохождения промывочной жидкости. При ловильных работах в необсаженных участках скважины запрещается применять ограничитель.

2.6.4. Извлечение скважинного прибора

При оставлении прибора в скважине сначала определяют его местонахождение. При неуверенности в его нахождении на забое работы ведутся прихватоопределителем или другой геофизической аппаратурой.

Для извлечения прибора буровая бригада опускает в скважину соответствующие ловильные инструменты.

Наиболее результативный ловильный инструмент для извлечения скважинных приборов — паук гидромеханический. Приборы, длиной более трех диаметров скважины, можно извлекать ловушками. Стальные предметы можно извлекать магнитными фрезерами. В тех случаях, когда приборы не представляют ценности, их разбирают фрезерами или долотами с установленными над ними шламометаллоулавливателями.

Работы в скважине при оставлении в ней стреляющей аппаратуры (торпед, перфораторов и т. д.) со взрывчатыми материалами и аппаратуры с радиоактивными веществами прекращают, продолжение их разрешается по соответствующим планам, разработанным ответственными представителями геофизического и бурого предприятияй.

2.6.5. Ликвидация аварий с испытателями пластов

При ликвидации аварий, возникающих при работе с испытателями пластов, разрабатываются подробные планы, так как ошибки, допущенные при ловильных работах, как правило, приводят к перебуриванию скважины. Если не удается извлечь испытатель пластов труболовкой, то забуривают второй ствол. При возникновении подобных аварий вначале предпринимают такие же подготовительные работы, как и при других видах аварий с элементами бурильной колонны. Если прихвачен испытатель пластов, то стараются освободить его расхаживанием колонны.

Перед спуском испытателя пластов в скважину целесообразно над пакером устанавливать безопасный переводник, а под пакером — левый переводник. Хвостовик желательно компоновать из гладких, преимущественно утяжеленных труб без муфт и замков.

При обрыве по телу трубы одного из узлов испытателя пластов или при срыве резьбы, если внутри узла есть отверстия, целесообразно соединиться с ним с помощью труболовки.

2.6.6. Ликвидация фонтанов

Признаками начала фонтанизирования служат выход из скважины промывочной жидкости при отсутствии циркуляции, наличие в циркулирующей промывочной жидкости пачек, сильно насыщенных газом или нефтью, увеличение объема промывочной жидкости в амбара, отстойниках и т. д. при отсутствии специальных добавок, шумы в скважинах.

Для предотвращения начавшегося фонтанирования следует создать условия для увеличения давления на продуктивный пласт. Закрывают превентор, чтобы воспрепятствовать выбросу находящейся в скважине промывочной жидкости, а в трубы усиленно закачивают промывочную жидкость, возможно большей плотности, с последующим выпуском ее через выкиды превентора до уравнивания плотностей закачиваемой и выходящей из скважины промывочных жидкостей при поддерживании параметров, исключающих разрыв пласта, обсадных и бурильных труб. Если в начальный период фонтанирования принять быстрые и технически грамотные решения, то можно не допустить усложнения состояния скважины и предупредить открытый фонтан.

Наибольшую трудность и опасность представляет ликвидация возникшего открытого фонтана, и особенно газового, когда малейшая негерметичность устьевого оборудования может свести на нет все работы по ликвидации фонтана.

Учитывая большую сложность работ по ликвидации открытого фонтана, многообразие условий и специфических особенностей его возникновения, нельзя рекомендовать единого решения для всех случаев.

Для ликвидации фонтана необходимо сохранить устьевое оборудование, обсадные и бурильные колонны, находящиеся в скважине. При отсутствии на устье скважины устьевого оборудования его устанавливают и создают условия для спуска в скважину бурильных труб. При проведении этих работ стремятся уменьшить влияние фонтанирующей струи, отводя ее, устанавливая арматуру большого диаметра и создавая условия для расщепления монтируемой арматуры. Запорная арматура, устанавливаемая на устье, должна состоять из одной-двух крестовин резервного превентора, переводной катушки и каптирующего устройства.

При наличии в скважине зон поглощения, если при частично спущенной бурильной колонне после закрытия превентора давление в затрубном пространстве не возрастает до опрессовочного давления обсадной колонны, то в скважину закачивают жидкость на поглощение. При отсутствии поглощающих горизонтов скважину задавливают противодавлением.

Если обсадная колонна негерметична, то в скважину спускают различные пакеры. После их надежной установки скважину задавливают прямой закачкой или закачкой с противодавлением.

При возникновении фонтана рекомендуется следующий порядок его ликвидации. Срочно принимать меры по оборудованию устья скважины для его герметизации, выбирая метод в зависимости от конкретных условий каждой скважины. При опасности возникновения грифонов после герметизации устья работы по ликвидации фонтана следует продолжать, создав пробку в стволе скважины с последующей закачкой жидкости. При угрозе выходов газа на поверхность через грифоны к гражданским и промышленным объектам необходимо пробурить мелкие разгрузочные скважины.

Если невозможно ликвидировать фонтан известными методами с осуществлением работ на устье скважины, то следует пробурить наклонные скважины с последующим задавливанием жидкостью фонтанирующей

скважины через новые скважины, или для взрывов в них с целью обрушения пород в фонтанирующей скважине, или для отвода газа через вновь пробуренные скважины с последующим проведением работ по задавливанию фонтанирующей скважины через устье.

2.7. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИИ

До начала ловильных работ не всегда можно составить точное представление о состоянии части бурильной колонны, оставленной в скважине. Поэтому при возникновении аварии необходимо подготовиться к тому, что оставленная часть колонны окажется прихваченной и ликвидация аварии будет происходить в сложных и опасных условиях.

Для предупреждения несчастных случаев с персоналом, участвующим в ликвидации аварии, необходимо проводить следующие мероприятия.

1. Работы по ликвидации аварий в скважине буровой мастер должен вести под руководством старшего инженера (мастера) по сложным работам или главного инженера УБР (экспедиции, разведки, участка). Присутствие остальных инженерно-технических работников внутри фоняря и в пределах опасной зоны нежелательно.

2. До спуска ловильного инструмента в скважину необходимо проверить состояние талевого каната и надежность его на случай прихвата оставшейся части бурильной колонны, приспособления для крепления неподвижного конца талевого каната, индикатора веса и особенно правильность положения стрелок приборов, четкость записей пишущего прибора, качество и состояние крепления дюритового шланга и трубочек от трансформатора к показывающим и пишущим приборам индикатора веса, вышки и крепления ее соединений, а также прочность фундаментов под ногами вышки, кронблока, талевого блока, трансмиссий и тормозной системы лебедки, вкладышей и стопорных устройств ротора и вертлюга.

После проверки исправности перечисленного оборудования в скважину спускают ловильный инструмент.

3. Крепление ловильного инструмента и другие работы в скважине при подвешенной на ведущей трубе колонне бурильных труб выполняют при застопоренных вкладышах и зажимах клиньев ротора, чтобы предупредить выпадение их при резком вращении или внезапном подъеме. Кроме того, зажимы (клинья) должны быть закреплены болтами.

4. Площадь внутри вышки должна быть свободной от посторонних предметов.

5. Помимо изложенного, при работах по освобождению прихваченной бурильной или обсадной колонны необходимо удалить всех рабочих, кроме бурильщика, из опасной зоны на расстояние не ближе 60 м от вышки. При бурении с использованием дизельного привода в дизельном помещении остается дизелист, который должен быть предупрежден об обязательном нахождении в безопасной зоне (в пределах условной линии продолжения диагоналей фоняря).

Необходимо также дополнительно укрепить штроп вертлюга от выпадения из зева крюка петлями из прядей талевого каната, которые закрепляются в серьгах вертлюга.

Развинчивать сильно закрепленные резьбовые соединения следует после подогрева замков (кислородными горелками или другими источниками тепла). При отсутствии автоматических ключей резьбовые соединения надо раскреплять машинными ключами с установкой страховочных канатов.

Крепление рабочего и предохранительного канатов на ключе должно предотвращать их разъединение в любых условиях работы.

6. При применении кислотных ванн рабочие, участвующие в смешивании и закачивании кислоты в скважину, должны работать в костюмах из кислотостойкой ткани, исключающей поражение участков тела кислотой. Лица работающих должны быть защищены маской, руки — резиновыми перчатками, а ноги — резиновыми сапогами с брюками на выпуск.

7. При отбивке бурильной колонны ротором с подъемного крюка должны быть сняты штропы.

8. При нефтяных и кислотных ваннах под заливочной головкой или под ведущей трубой устанавливается обратный клапан.

9. При работе с торпедами из детонирующего шнура (ТДШ) необходимо руководствоваться Едиными правилами безопасности при взрывных работах.

При ликвидации аварий следует строго руководствоваться Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности.

3. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ

Предупреждение аварий — это прежде всего выполнение требований проектов на строительство скважины (технического и технологического), а также действующих инструкций и руководящих документов, обязательных для данного района.

Для предупреждения наиболее распространенных видов аварий буровой бригаде необходимо:

1) ознакомиться с геологическим строением месторождения и зонами возможных осложнений; 2) твердо усвоить и четко представлять себе особенности бурения стратиграфических горизонтов; 3) строго соблюдать требования геолого-технического наряда, проекта технологии бурения скважины, режимно-технологической карты и данной инструкции; 4) постоянно следить за соответствием проекту параметров промывочной жидкости, состоянием скважины, за бурильной колонной, инструментом; 5) хорошо изучить инструкции по эксплуатации долот, турбобуров, электробуров, спуску колонн и строго соблюдать их; 6) соблюдать трудовую дисциплину.

Особое внимание следует обращать на предупреждение аварий, прошедших вследствие недосмотра при смене вахты. Принимая смену, необходимо:

при нахождении бурильной колонны в скважине приподнять ее не меньше чем на 15 м и убедиться по показаниям контрольно-измерительных приборов (ГИВ и манометра) в ее целостности и состоянии ствола скважины в призабойной зоне;

проверить исправность механизмов: лебедки, ротора, редуктора и насосов;

внимательно осмотреть талевый канат, тормозные ленты, элеваторы, ключи и цепные передачи, состояние клиньев, встроенных в ротор, и членостей ключа АКБ-3;

проверить состояние противовывбросового оборудования, исправность работы КИП и противозатаскивателя;

проверить качество и количество промывочной жидкости, в том числе аварийного запаса;

устранить неисправности оборудования;

сообщить немедленно о неисправностях или нарушениях, препятствующих нормальной работе, буровому мастеру или работнику службы оперативного управления.

Бурильщику необходимо получить от предыдущей вахты сведения: о длине и компоновке бурильной колонны; о глубине и диаметре скважины, в том числе о глубине перехода от одного диаметра скважины к другому; о техническом состоянии ствола скважины, зонах уступов, осыпей, сужений, поглощений, желобах и интервалах вскрытия продук-

тивных горизонтов; о распоряжениях бурового мастера или технического руководства.

При возникновении аварии бурильщик обязан немедленно уведомить бурового мастера об аварии и принять первоочередные меры по ее ликвидации, чтобы не допустить осложнений.

3.1. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ С ЭЛЕМЕНТАМИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Предупреждение аварий с элементами бурильной колонны — ведущей трубой, утяжеленными и бурильными трубами, переводниками, бурильными замками, соединительными муфтами, центраторами, калибраторами, расширителями и амортизаторами — начинается с приемки труб от заводов-изготовителей, подготовки к эксплуатации и транспортировке их на буровые. Эксплуатация, профилактика, а также ремонт работающих элементов бурильных колонн являются основными звенями в строительстве скважин.

Порядок проведения названных работ подробно изложен в Инструкции по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб. Основные положения, которыми должны пользоваться буровые бригады, сводятся к следующему.

Бурильные колонны составляются из утяжеленных, бурильных и ведущих труб, а также переводников, скомплектованных и проверенных в соответствии с требованиями этой Инструкции.

Трубная база, согласно проекту на строительство скважины, доставляется на буровую бурильную колонну, подобранныю из утяжеленных бурильных и ведущих труб, а также переводников и скомплектованную и проверенную в соответствии с требованиями названной Инструкции и технического проекта скважины.

Завоз бурильных труб, УБТ и переводников на буровые осуществляется только после проверки их на трубной базе или на законченной бурением скважине представителями трубной базы. Не разрешается использовать трубы, не обеспечивающие установленного коэффициента запаса прочности. Бурильные, утяжеленные и ведущие трубы перевозятся на специально оборудованных транспортных средствах. Концы труб не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м. Не допускается волочение труб по земле. Ведущие трубы перевозят вложенным в обсадные трубы соответствующего диаметра.

При разгрузке, погрузке и укладке труб следует применять грузоподъемные механизмы или безопасные накаты (скаты). Сбрасывать трубы с транспортных средств или со стеллажей не разрешается. Нельзя допускать ударов труб друг о друга и металлические предметы.

Трубы, поступившие на буровую, необходимо укладывать комплектами на стеллажи, между рядами помещать деревянные прокладки сечением 30×35 мм с концевыми упорами.

Перед сборкой труб в свечи их необходимо просмотреть и прошаблонировать, а также проверить соответствие паспорту (выписке из паспорта).

К эксплуатации допускаются:

утяжеленные бурильные трубы, имеющие зарезьбовые разгрузочные канавки или замковые резьбы, упрочненные термомеханическим способом, обкаткой и другими, а также утяжеленные бурильные трубы с бурильными замками, приваренными к ним или навинченными в горячем состоянии, с созданием упора по стабилизирующему пояску (в порядке исключения до первого ремонта разрешается применять новые утяжеленные бурильные трубы с неупрочненной резьбой, выполненной на заводе—изготовителе труб);

наддолотный комплект, состоящий из труб, изготовленных из сталей группы прочности Д с наибольшей толщиной стенок, типов ТБПВ, ТБВК, ТБНК или из труб с высаженными внутрь концами, у которых замки приварены к ним или к кольцам, посаженным в горячем состоянии на трубы; использовать для наддолотного комплекта труб из сталей группы прочности Е, К, Л, М и Р запрещается;

комплекты бурильных труб, подобранные в соответствии с расчетом на прочность, состоящие из труб типа ТБПВ или из труб сборной конструкции, у которых бурильные замки навинчены в горячем состоянии;

переводники, изготовленные в соответствии с ГОСТом.

ведущие трубы с замковой резьбой, выполненной на заводе-изготовителе или в механических мастерских предприятий после электродуговой наплавки.

Для бурения скважин роторным способом на любую глубину и забойными двигателями на глубину свыше 3000 м замки у бурильных труб после горячего крепления рекомендуется приваривать к кольцам, насаженным на трубы в горячем состоянии.

При затачивании труб в буровую нельзя допускать перегибов их через ворота вышки и ударов о ротор или другие металлические предметы.

Эксплуатацию бурильной колонны следует проводить: при горизонтальном положении ротора; при отцентрированном фонаре вышки; с применением для резьбовых соединений специальных смазок Р-416 для работы с температурой в скважине до 100 °С и Р-113 для работы с температурой до 200 °С или графитной смазки типа УССА по ГОСТ 3333—80 (80 % жирового солидола 40-2 и 20 % графита); при исправных ПКР, АКБ-ЗМ, ПБК и других механизмах и инструментах для спуско-подъемных операций.

Бурильная колонна должна включать: УБТ, вес которых должен превышать на 25 % заданную осевую нагрузку на долото; наддолотный комплект бурильных труб длиной не менее 200 м, устанавливаемый над УБТ; калибратор или эксцентрический переводник при бурении в абразивных и твердых породах, устанавливаемый над долотом; противоприхватные опоры, размещенные через одну свечу УБТ, а также разъединительный переводник, устанавливаемый над УБТ.

На бурильной колонне, работающей в обсаженной части ствола, на каждой бурильной трубе рекомендуется устанавливать предохранительное кольцо (протектор), а под ведущей трубой — переводник с протектором. Допустимый износ колец — до диаметра бурильного замка.

Таблица 3.1

Бурильный замок	Момент свинчивания в кН·м при пределе текучести стали в МПа		Бурильный замок	Момент свинчивания в кН·м при пределе текучести стали в МПа		Бурильный замок	Момент свинчивания в кН·м при пределе текучести стали в МПа	
	5,8 (сталь марки 40ХН3)	7 (сталь марки 38ХН3МФА)		5,8 (сталь марки 40ХН3)	7 (сталь марки 38ХН3МФА)		5,8 (сталь марки 40ХН3)	7 (сталь марки 38ХН3МФА)
ЗН-80	2,6—3,1	3,1—3,7	ЗН-108	6,6—7,9	80,1—91,2	ЗУ-185	29,0—35,0	34,9—42,2
ЗН-95	5,2—6,2	6,3—7,6	ЗШ-118	8,5—10,2	10,2—12,4	ЗУ-212	35,5—42,8	42,8—16,4
ЗН-108	8,2—9,8	9,9—11,9	ЗШ-146	13,9—16,8	16,8—20,3	ЗШК-108	5,4—6,5	65,4—7,8
ЗН-140	18,5—22,8	22,3—26,9	ЗШ-178	25,7—31,0	33,1—37,3	ЗШК-118	8,6—10,0	10,2—12,0
ЗН-172	32,3—39,1	39,0—47,2	ЗШ-203	33,2—40,2	40,0—48,5	ЗШК-133	10,5—12,9	12,7—15,5
ЗН-197	38,4—45,8	46,3—55,2	ЗУ-120	7,5—9,6	91,1—11,6	ЗУК-120	7,7—9,3	93,7—11,2
			ЗУ-155	16,1—19,3	19,4—23,3	ЗУК-146	14,6—17,4	17,6—21,1

Момент свинчивания при пределе текучести стали марки 40ХН42МА 6,3 МПа, кН·м

4,4—5,1 6,4—7,8 9,1—10,9 14,2—17,1 19,6—22,5 35,2—40,1

Тип бурильных труб

УБТС1-89 УБТС1-108 УБТС1-120 УБТС1-133 УБТС1-146 УБТС1-178

Момент свинчивания при пределе текучести стали марки 40ХН42МА 6,3 МПа, кН·м

47,0—52,9 58,8—64,6 66,6—78,4 73,5—85,6 80,3—90,1

Тип бурильных труб

УБТС1-203 УБТС1-229 УБТС1-254 УБТС1-273 УБТС1-299

3 Момент свинчивания при пределе текучести стали группы прочности Д 3,8 МПа, кН·м

12,7—15,6 25,9—31,3 36,2—43,8

3 Тип бурильных труб

УБТ-146 УБТ-178 УБТ-203

Свечи, у которых свинченные трубы явно несоосны или имеют резкие перегибы, надо удалять из бурильной колонны и отправлять на ремонт. Перед свинчиванием труб замковую резьбу следует очистить и смазать специальной смазкой. При свинчивании труб и свечей нельзя сталкивать конус замка в муфту, а при развинчивании — создавать натяжку, превышающую вес отвинчиваемой части колонны (вес трубы, свечи). Если при закреплении замковых резьб торцы соединяемых деталей сходятся не плотно, то такие элементы бурильной колонны бракуются.

Все резьбовые соединения УБТ и замковые соединения при спуске желательно докреплять с моментами затяжки, приведенными в табл. 3.1.

При креплении или раскреплении замкового резьбового соединения бурильных труб запрещается устанавливать машинный ключ или челюсти ключей АКБ-ЗМ (ПКБ) на тело труб во избежание их нарушения.

При спуске труб в скважину нельзя допускать резкого торможения бурильной колонны и удара элеватора о ротор, а также резкой посадки на клинья.

Перед расхаживанием бурильной колонны в случае прихвата надо уточнять прочностные возможности составляющих ее элементов. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны превышать 80 % нагрузки, при которой напряжение в самом слабом элементе колонны достигает предела текучести (табл. 3.2) для соответствующего класса труб.

Раскрепление резьбовых соединений УБТ и замковых соединений бурильных труб следует выполнять ключами АКБ-ЗМ или машинными ключами с помощью пневмораскрепителя. Раскрепление их ротором запрещается.

Для достижения равномерного наружного износа замков и износа замковых резьб рекомендуется через 10—20 спуско-подъемов менять местами соединения УБТ и бурильных труб.

Бурильные трубы опрессовывают на давление, в 1,5 раза превышающее рабочее, но не менее чем на 30 МПа в следующих случаях: перед вводом в эксплуатацию; через 800 ч механического бурения; перед проведением ответственных работ в скважине (бурение алмазными долотами, испытание в процессе бурения, вскрытие продуктивных горизонтов, спуск обсадных колонн секциями и т. п.); после глушения открытых фонтанов и интенсивных нефте-, газопроявлений.

В процессе эксплуатации должен быть организован контроль за состоянием элементов бурильной колонны неразрушающими методами. Пропорка подлежат: трубная резьба алюминиевых, стальных и ведущих бурильных труб, сварной шов труб типа ТБПВ, замковая резьба переводников, УБТ и ведущих труб, тело трубы в зоне работы клиньев ПКР, толщина стенок алюминиевых и стальных бурильных труб.

Периодичность проверок устанавливает буровое предприятие в зависимости от условий эксплуатации бурильной колонны (глубина скважины, твердость пород, кривизна, способ бурения, кислотность бурового раствора, класс труб и т. д.).

Таблица 3.2

**Геометрические размеры и прочностные характеристики
стальных бурильных труб по классам**

Диаметр трубы, мм		Толщина стенки трубы, мм	Площадь поперечного сечения трубы, см ²	Растягивающая нагрузка в кН, соответствующая пределу текучести стали по группам прочности				
условный	наружный			Д	К	Е	Л	М
I класс								
60	60,3	7	11,7	441	588	637	735	882
		9	14,5	539	686	784	931	1078
73	73,0	7	14,5	539	686	784	931	1078
		9	18,1	676	882	980	1176	1323
		11	21,4	784	1029	1176	1327	1568
89	89,0	7	18	686	882	980	1127	1323
		9	22,6	833	1127	1225	1421	1666
		11	26,9	980	1323	1470	1715	1960
102	101,6	7	20,8	774	1029	1127	1323	1519
		8	23,5	882	1127	1274	1470	1715
		9	26,2	980	1274	1421	1666	1323
		10	28,8	1078	1421	980	1813	2107
114	114,3	7	24,3	882	1176	1274	1519	1715
		8	26,7	980	1323	1421	1715	1960
		9	29,8	1127	1470	1617	1911	2205
		10	32,8	1225	1617	1764	2107	2401
		11	35,7	1323	1764	1911	2254	2597
127	127,0	7	26,4	980	1274	1421	1666	1960
		8	29,9	1127	1470	1617	1911	2205
		9	33,4	1225	1617	1813	2107	2450
		10	36,7	1327	1813	1960	2352	2695
140	139,7	8	33,1	1225	1617	1764	2107	2450
		9	36,9	1327	1813	2009	2352	2695
		10	40,7	1519	2009	2205	2597	2989
		11	44,5	1666	2156	2401	2842	3234
168	168,3	9	45	1666	2205	2450	2842	3283
		10	49,7	1862	2450	2695	3185	3626
II класс								
60	57,5	5,6	9,3	343	460	509	588	686
	56,7	7,2	11,2	421	548	607	715	823
73	70,2	5,5	11,4	421	558	617	725	833
	69,4	7,2	16,1	519	686	764	901	1038
	68,6	8,8	16,5	617	813	882	1048	1215
89	86,2	5,6	14,9	558	735	803	950	1097
	85,4	7,2	17,9	666	882	970	1146	1323
	84,6	8,8	21,2	793	1038	1146	1352	1568
102	98,8	5,6	16,8	627	823	911	1068	1234
	98,4	6,4	18,9	705	931	1019	1205	1391
	98,0	7,2	20,5	764	999	1107	1303	1519
	97,6	8,0	22,7	842	1107	1225	1450	1666

Продолжение табл. 3.2

Диаметр трубы, мм		Толщина стеки трубы, мм	Площадь поперечного сечения трубы, см ²	Растягивающая нагрузка в кН, соответствующая пределу текучести стали по группам прочности				
услов- ный	наруж- ный			Д	К	Е	Л	М
114	111,5	5,6	18,6	686	911	999	1176	1372
	111,1	6,4	21,4	803	1048	1156	1372	1560
	110,7	7,2	22,9	852	1127	1234	1470	1685
	110,3	8,0	25,9	970	1274	1391	1646	1911
	109,9	8,8	27,5	1029	1352	1470	1764	2018
127	124,2	5,6	21,2	793	1038	1146	1352	1568
	123,8	6,4	23,6	882	1156	1274	1509	1734
	123,4	7,2	25,9	970	1274	1391	1646	1685
	123,0	8,0	28,6	1078	1401	1548	1822	2107
140	136,5	6,4	25,9	970	1274	1391	1646	1685
	135,9	7,2	29,2	1087	1430	1568	1862	2156
	135,7	8,0	32,2	1195	1568	1734	2058	2352
	135,3	8,8	35,3	1323	1734	1911	2254	2597
168	163,7	7,2	35,3	1323	1734	1911	2254	2597
	164,3	8,0	29,3	1470	1930	2116	2499	2891
III класс								
60	55,4	4,55	7,3	274	362	392	470	539
	54,0	3,85	7,9	333	441	490	568	656
73	68,1	4,55	9,1	343	441	490	588	676
	66,7	5,85	11,3	421	558	607	725	833
	65,2	7,11	12,9	480	637	695	823	950
89	84,1	4,55	11,8	441	578	637	754	872
	82,7	5,85	14,1	529	686	764	901	1038
	81,2	7,11	16,7	627	823	901	1058	1225
102	96,7	4,55	12,9	480	637	695	823	950
	96,0	5,20	15,3	558	754	823	980	1127
	95,3	5,85	16,4	607	803	882	1048	1205
	94,6	6,50	18,4	786	901	989	1176	1352
114	109,4	4,55	15,4	578	754	833	980	1127
	108,7	5,20	16,7	627	813	901	1068	1225
	108,0	5,85	18,2	696	891	980	1156	1342
	107,3	6,50	20,4	764	999	1097	1303	1499
	106,5	7,11	22,8	852	1117	1225	1450	1666
127	122,1	4,55	17,3	646	842	931	1097	1274
	121,4	5,20	18,8	705	921	1009	1195	1372
	120,7	5,85	20,4	764	999	1097	1303	1499
	120,0	6,50	23,2	862	1136	1254	1470	1705
140	134,1	5,20	21,2	784	1038	1146	1352	1568
	133,4	5,85	23,6	882	1156	1274	1499	1734
	132,7	6,50	25,9	970	1274	1401	1646	1911
	131,9	7,11	28,3	1058	1381	1519	1803	2077
168	162,0	5,85	29,1	1078	1421	1568	1862	2136
	161,3	6,50	31,4	1176	1548	1695	1989	2313

Для нормальных условий и состояния ствола скважины рекомендуют следующую периодичность проверок:

1) состояния элементов бурильной колонны неразрушающими методами (дефектоскопами) — в сроки, указанные в табл. 3.3;

2) толщину стенок стальных бурильных труб, бурильных замков и УБТ мерными скобами — 1 раз в месяц, а алюминиевых труб — через 200—250 ч механического бурения и, кроме того, толщину стенок алюминиевых бурильных труб проверяют дополнительно прибором «Кварц» или заменяющим его в сроки проведения дефектоскопии.

Таблица 3.3

Периодичность проверок дефектоскопами элементов бурильной колонны

Элементы бурильной колонны, подвергающиеся проверке	Деталь, соединение, участок, зона, которые проверяют	Глубина бурения при проверке, м	Срок проведения проверки при бурении, сут	
			роторн. ном	турбин- ном
Трубы бурильные: с высаженными внутрь концами с высаженными наружу концами с высаженными внутрь наружу концами и коническими стабилизирующими поясами (ТБВК и ТБНК)	Резьбовой конец трубы и участок трубы от конца сбега резьбы длиной 500 мм	<2500	60	90
		2500—3500	45	65
		3500—5000	30	45
Алюминиевые бурильные трубы (АБТ)		>5000	20	30
Трубы бурильные типа ТБПВ	Зона сварного шва, утолщенная часть трубы и участок трубы переходной зоны на длину 300 мм от утолщенной части	<7000	60	90
Трубы бурильные по АНИ				
Ведущие трубы	Ниппельный конец — замковая резьба и трубная резьба труб по ГОСТ 293—49	<2500	60	90
Утяжеленные бурильные трубы, переводники, центраторы и калибраторы лопастные	Ниппель и муфта	>2500	30	45

Предельные величины

Труба			Виды износа			
Услов- ный диаметр, мм	Наруж- ный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Износ наружной поверхности трубы			
			равномерный		экскентричный	
			Толщина стенки после износа, мм	Диаметр изношен- ной трубы, мм	Толщина стенки после износа, мм	Диаметр изношен- ной трубы, мм
73	73,0	7 9 11	4,60	68,2	3,85	69,85
			5,85	66,7	4,95	68,95
			7,15	65,3	6,05	68,05
89	89,0	7 9 11	4,60	84,2	3,85	85,85
			5,85	82,7	4,95	84,95
			7,15	81,3	6,05	84,05
102	101,6	7 8 9 10	4,60	97,2	3,85	98,85
			5,20	96,4	4,40	98,40
			5,85	95,7	4,95	97,95
			6,50	95,0	5,50	97,50
114	114,3	7 8 9 10 11	4,60	109,2	3,85	110,85
			5,20	108,4	4,40	110,40
			5,85	107,7	4,95	109,95
			6,50	107,0	5,50	109,50
			7,15	106,3	6,05	109,05
127	127,0	7 8 9 10	4,60	122,2	3,85	123,85
			5,20	121,4	4,40	123,40
			5,85	120,7	4,95	122,95
			6,50	120,0	5,50	122,50
129	129,0	9 11	5,00	123,0	4,95	124,95
			6,00	123,0	6,05	124,05
140	141,3	8 9 10 11	5,20	134,4	4,40	136,40
			5,85	133,7	4,95	135,95
			6,50	133,0	5,50	135,50
			7,15	132,3	6,05	135,05
147	147,0	9 11 13 15 17	5,00	141,0	4,95	142,95
			6,00	141,0	6,05	142,05
			8,00	141,0	7,15	141,15
			9,00	141,0	8,25	140,25
			10,00	141,0	9,35	139,35
168	168,3	9 10	5,85	161,7	4,95	163,95
			6,50	161,0	5,50	163,50

Таблица 3.4

износа бурильных труб

трубы и дефектов						
Глубина дефекта, мм	Вмятины, смятие, шейка, остаточное сужение	Остаточное расширение		Продольные надрезы, зарубки, точечная коррозия, эрозия		Поперечные надрезы
		Допустимый диаметр трубы в зоне дефекта, мм	Допустимое увеличение наружного диаметра, мм	Предельный диаметр, мм	Допустимая толщина стенки в месте дефекта, мм	
3,65	69,35	3,65	76,65	4,60 5,85 7,15	5,6 7,2 8,8	22,92
4,45	84,55	4,45	93,45	4,60 5,85 7,15	5,6 8,2 8,8	22,94
5,10	96,60	5,10	107,10	4,60 5,20 5,85 6,50	5,6 6,4 7,2 8,0	32,02
5,70	108,30	5,7	119,7	4,60 5,20 5,85 6,50 7,15	5,6 6,4 7,2 8,0 8,8	35,79
6,35	120,65	6,35	133,95	4,60 5,20 5,85 6,50	5,6 6,4 7,2 8,0	39,87
6,45	122,55	6,45	135,45	5,85 7,15	7,2 8,8	40,5
7,00	133,00	7,0	147	5,20 5,85 6,50 7,15	6,4 7,2 8,0 8,8	44,36
7,35	139,65	7,35	154,35	5,85 7,15 8,45 9,75 11,05	7,2 8,8 10,4 12,0 13,6	46,15
8,40	159,60	8,40	176,40	5,85 6,50	7,2 8,0	52,75

Диаметр бурильных труб в зоне работы клиньев, встроенных в ротор (ПКР), проверяют 1 раз в месяц при глубине скважин до 4000 м, 2 раза в месяц — при большей глубине.

Место расположения комплектов ЛБТ в бурильной колонне меняют через 150—200 ч работы (бурение, проработка и расширение).

Сработку замковых резьб ведущих труб, УБТ и переводников калибрами проверяют 1 раз в квартал, а по частоте вращения после посадки ниппеля в муфту — 1 раз в месяц.

Смену положения труб в свечах (рабочее соединение на нерабочее) при нормальной работе буровой следует производить: для бурильных труб через 1 мес работы, а для УБТ — через 100 ч механического бурения при глубине скважин до 3000 м и через 50 ч — при глубине 3000 м и более.

Секции бурильных колонн, работающие в сильно осложненных интервалах ствола скважины (наличие каверн, осипей, желобов, большого искривления и т. п.), по усмотрению технологической службы буровой организации могут подвергаться дефектоскопии и толщинометрии с периодичностью до 1 раза в 10 сут (независимо от глубины скважины).

После аварий с колонной бурильных труб, связанных с прихватами, падением и т. п., для ликвидации которых наряду с другими методами применялись интенсивные расхаживания, независимо от числа часов, на-

Таблица 3.5

Допустимые сработки замковых резьб

Типоразмер замка	Обозначение замковой резьбы	Число ниток на 25,4 мм длины резьбы		Конусность	Число оборотов при свинчивании ниппеля с муфтой по классам, не менее			Расстояние в мм между упорным уступом ниппеля и упорным торцом муфты в момент посадки по классам		
					I	II	III	I	II	III
ЗН-80	3-66	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14	
ЗУ-86	3-73	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21	
ЗН-95	3-76	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14	
ЗШ-108, ЗУК-108	3-86	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21	
ЗН-108, ЗН-113	3-88	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14	
ЗШ-118, ЗШК-118	3-101	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14	
ЗУ-120, ЗУК-120	3-102	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21	
ЗШ-133, ЗШК-133	3-108	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21	
ЗН-140	3-117	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14	
ЗШ-146	3-121	5	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14	
ЗУ-164, ЗУК-146	3-122	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21	
ЗУ-155, ЗУК-155	3-133	4	1 : 6	5,0	4,3	3,3	31,8	27	21	
ЗН-172	3-140	4	1 : 4	4,1	3,5	2,7	21,0	18	14	
ЗШ-178, ЗШК-178	3-147	4	1 : 6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26	
ЗН-197	3-152	4	1 : 6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26	
ЗУ-185	3-161	4	1 : 6	6,2	5,3	4,1	39,4	33	26	

работанных в обязательном порядке, проводят дефектоскопию труб. Дефектоскопию бурильных труб следует осуществлять также перед спуском промежуточных и эксплуатационных колонн секциями.

Расширители и калибраторы шарошечные проверяют дефектоскопом через каждые 100 ч работы.

При первых признаках аварии с бурильной колонной (изменение показания по индикатору веса, резкое перемещение бурильной колонны, увеличение частоты вращения ротора, резкое падение давления и температуры бурового раствора) необходимо немедленно приступить к ее подъему с одновременным осмотром тела всех труб и проверкой состояния замковых соединений.

На всех скважинах, имеющих глубину более 3000 м, надо обязательно через каждый 1 ч промывки измерять и регистрировать температуру бурового раствора. Понижение этой температуры указывает на негерметичность бурильной колонны. Желательно устанавливать самопищащие приборы непрерывного контроля температуры и давления.

Отбраковке и удалению из бурильной колонны подлежат: трубы, у которых будут обнаружены дефекты, перечисленные в табл. 3.4; износ замковой резьбы, равный величине, указанной для резьб III класса в табл. 3.5; износ наружного диаметра бурильных замков, равный величине, приведенной для бурильных замков III класса в табл. 3.6; уменьшение диаметра трубы (овальность) более чем на 3 мм в месте захвата клиньями ПКР; толщина стенки замковой муфты со стороны трубы (опорной поверхности под элеватор) меньше 7 мм для замков ЗН-95,

Таблица 3.6
Классификация бурильных замков по износу

Типоразмер замка	Наружный диаметр замка в мм при равномерном износе по классам			Наружный диаметр замка в мм при неравномерном износе по классам		
	I	II	III	I	II	III
ЗН-80	80	77,6	75	80	78,8	77
ЗН-95	95	92	89	95	93,5	92
ЗН-108, ЗПН-108	108	104,7	102	108	106,4	105
ЗН-140	140	135,8	133	140	137,9	136,5
ЗН-172, ЗПН-170	172, 170	166,8	164	172, 170	159,4	168
ЗН-197	197	191	188	197	194	192,5
ЗШ-108, ЗШК-108	108	104,7	100	108	106,4	104
ЗШ-118, ЗШК-118, ЗУК-120, ЗУК-118, ЗШ-133	120	114,5	109	118,	116,3	113,5
ЗУК-133	133	129	125	133	131	129
ЗШ-146, ЗУК-146	146	141,6	136	146	143,8	141
ЗШ-178, ЗШК-178	178	172,6	167	178	175,3	172,5
ЗШ-203	203	197	191	203	200	197
ЗУ-155, ЗПН-155, ЗУК-155	155	150,3	148	155	152,6	151,5
ЗУ-185	185	179,4	177	185	182,2	181

П р и м е ч а н и е. При значениях наружного диаметра меньших, чем, приведены для III класса, замки отбраковывают.

ЗН-108 и ЗН-118 и меньше 9 мм — для остальных типоразмеров замков; изгибы трубы в виде спирали.

Геометрические размеры и прочностные характеристики бурильных труб каждого класса должны соответствовать данным табл. 3.2.

После окончания работ в скважине все бурильные трубы, соединительные переводники и УБТ развинчивают по замковой резьбе, промывают и смазывают резьбы. Трубы укладывают на стеллажах приемного моста или в штабеля на территории буровой.

Работы по замене или ремонту труб и других элементов бурильной колонны, а также профилактические проверки (дефектоскопию, опресовку и другие), проводимые в процессе проводки скважины, записывают в соответствующие разделы паспортов (выписок из паспортов) на комплекты бурильных, утяжеленных и ведущих труб, а также на переводники. Эти работы должны быть предусмотрены в профилактической карте по безаварийному ведению буровых работ.

Дополнительные требования для предупреждения аварий с бурильными колоннами из алюминиевых сплавов следующие.

Трубы поставляют на буровую комплектно и с паспортом на каждый комплект. В комплект входят трубы одного размера, класса, диаметра и толщины, изготовленные из сплава одной марки, выпущенные одним и тем же заводом и имеющие одинаковую конструкцию.

Трубы, поступающие на буровую, подвергают осмотру и проверке с тем, чтобы их длина, кривизна, состояние наружной поверхности и число свободных ниток резьбы, выступающих из-под навинченных деталей замка, соответствовали указанным в паспорте. Из-под торца муфты и ниппеля замка не должно выходить более двух ниток резьбы (6,35 мм).

На каждой трубе комплекта кроме заводской маркировки должна быть маркировка трубной базы — номера трубы и комплекта.

Рекомендуется применять следующее сочетание труб и долот:

Диаметр трубы, мм	64	73	93	103—114	114—129	147	170
Диаметр долота, мм	93—114	120—132	139—158	165—190	188—228	214—349	243—508

В компоновку низа бурильной колонны из АБТ обязательно должен входить комплект из стальных бурильных труб, устанавливаемый над УБТ так, чтобы нагрузка на долото не создавалась трубами из алюминиевого сплава.

При бурении скважин глубиной до 5000 м инструкцией по эксплуатации АБТ рекомендуются следующие компоновки: при турбинном бурении — долото, турбобур, УБТ, вес которых должен на 25 % превышать осевую нагрузку на долото, стальные трубы 300—500 м и АБТ до устья; при роторном бурении — долото, УБТ (с тем же весом, как указано выше), стальные трубы 250—400 м и АБТ до устья.

В бурильной колонне, состоящей из стальных и алюминиевых труб, желательно алюминиевые трубы размещать в обсадной колонне.

Свинчивание и развинчивание свечей из АБТ необходимо производить с включенной нижней челюстью ключа АКБ. Размер плашек пневмоклиньев, встроенных в ротор, должен быть соответственно равен:

Диаметр трубы, мм	114	127	146	168
Размер плашки, мм	114	129	147	170

Таблица 3.7

Номинальные размеры, мм		Минимальные размеры, мм		Площадь поперечного сечения, см ²	Допустимая растягивающая нагрузка, кН	Допустимый врачающий момент, кН·м
Диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	Толщина стенки			
Трубы I класса (одна полоса)						
170	11	168,5	10,0	54,9	1510	56,4
147	9	145,5	8,0	39,0	1070	34,9
	11	145,5	10,0	47,0	1290	40,9
	13	145,5	12,0	54,7	1500	46,3
	15	145,5	14,0	62,2	1710	51,3
	17	145,5	16,0	69,4	1910	55,8
129	9	127,5	8,0	33,9	930	26,1
	11	127,5	10,0	40,8	1120	30,5
114	10	112,5	9,0	32,7	900	21,5
108	10	106,9	9,0	30,8	840	19,0
103	9	102,0	8,1	26,6	730	15,8
93	9	92,0	8,1	23,7	650	12,5
73	9	72,0	8,1	18,1	500	7,1
64	8	63,0	7,1	14,1	390	4,8
Трубы II класса (две полосы)						
170	11	167,0	8,0	44,1	1210	48,7
147	9	144,0	6,0	29,8	820	29,1
	11	144,0	8,0	37,6	1030	35,3
	13	144,0	10,0	45,1	1240	41,0
	15	144,0	11,0	48,0	1320	43,5
	17	144,0	13,0	54,9	1510	48,3
129	9	126,0	6,5	25,8	710	21,8
	11	126,0	8,0	32,4	900	26,3
114	10	111,0	7,0	25,4	700	18,2
108	10	105,0	7,0	23,8	660	16,1
103	9	100,0	6,5	20,0	550	13,1
93	9	90,5	6,5	17,8	490	10,4
73	9	70,5	6,5	13,4	370	5,9
64	8	61,5	5,5	10,0	270	3,9
Трубы III класса (три полосы)						
170	11	163,0	6,0	34,3	944	41,0
147	9	141,0	5,0	25,5	700	26,1
	11	141,0	6,0	29,1	800	29,7
	13	141,0	8,0	36,5	1004	35,6
	15	141,0	9,0	39,5	1090	38,4
	17	141,0	10,0	42,3	1160	40,8
129	9	123,0	5,0	22,1	610	19,6
	11	123,0	6,0	25,1	690	22,1

Продолжение табл. 3.7

Номинальные размеры, мм		Минимальные размеры, мм		Площадь поперечного сечения, см ²	Допустимая растягивающая нагрузка, кН	Допустимый врачающий момент кН·м
Диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	Толщина стенки			
114	10	108,0	5,0	19,0	521	15,0
108	10	104,0	5,0	17,8	489	13,2
103	9	97,0	4,5	14,3	400	10,5
93	9	87,0	4,5	12,7	350	8,3
73	9	68,0	4,5	10,0	260	4,7
64	8	60,0	4,5	8,5	230	3,4

Примечания. Для труб I класса расчет допустимых нагрузок и моментов производился по номинальной толщине стенки.

Для труб II и III классов расчет допустимых нагрузок и моментов производился по средней величине минимальной толщины стенки.

Для труб других размеров при спуско-подъемных операциях применяют элеваторы. Изношенные плашки заменяют только комплектами.

В свечах бурильной колонны рабочие и нерабочие замковые соединения следует менять местами между собой через каждые 15—20 спуско-подъемов комплекта труб.

Чтобы предупредить преждевременное схватывание цементного раствора, не рекомендуется использовать АБТ для цементирования через них секций обсадных колонн.

На тело трубы и бурильного замка после их закрепления надо настичь контрольные метки. При довинчивании соединения в процессе эксплуатации эти трубы из комплекта удаляют.

Допустимые условия эксплуатации алюминиевых труб различного класса приведены в табл. 3.7. Максимально допустимые растягивающие нагрузки рассчитаны по пределу текучести с коэффициентом запаса 1,2.

3.2. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

3.2.1. Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов

Для предупреждения прихватов необходимо придерживаться требований Инструкции по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин. При этом должны соблюдаться следующие основные требования.

1. Правильно выбрать вид промывочной жидкости для данной площади с учетом новейших достижений в этой области. Необходимо по возможности переходить на промывочные жидкости с малым содержанием глинистых фракций и твердых частиц, обработанные химическими реагентами и поверхностно-активными веществами, которые создают условия для предупреждения прихватов и лучшие возможности для качественного вскрытия продуктивных пластов. Промывочная жидкость дол-

жна приводить к уплотнению фильтрата в пласте, а не создавать корки на стенках скважины. Этому соответствуют колloidные растворы с минимальной твердой фазой.

2. Плотность бурового раствора должна исключать превышение избыточного давления на пласт более, чем это установлено нормами, для чего геологическая служба должна прогнозировать пластовые давления с наибольшей точностью.

3. Параметры бурового раствора надо поддерживать в строгом соответствии с геолого-техническим нарядом.

4. Нельзя допускать отклонений от установленной величины плотности промывочной жидкости более чем на $\pm 0,02$ г/см³ при фактической плотности ее до 1,45 г/см³ и более чем на $\pm 0,03$ г/см³ для растворов более высокой плотности.

5. Для повышения противоприхватной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в промывочной жидкости определенное содержание смазочных веществ. Определять количество смазывающих веществ в буровом растворе следует по коэффициенту сдвига корки (КСК), величина которого не должна превышать 0,3.

При соответствующей плотности рекомендуется поддерживать в буровом растворе следующее количество нефти [39]:

ρ , г/см ³	1,2—1,3	1,3—1,5	1,5—1,7	1,7—2	2,0
Содержание нефти, %	8—10	10—12	12—15	15—18	2,0

6. В утяжеленные буровые растворы следует вводить неионогенные ПАВ типа дисольван, правоцел, ОП-7 и ОП-10. Для исключения гидрофобизации и предупреждения осаждения частиц утяжелителя надо добавлять гидролизирующие реагенты (УЩР, гилан, КМЦ). Ввод в утяжеленные буровые растворы таких ПАВ, как СМАД, сульфонол, особенно в сочетании с нефтью, не рекомендуется, так как это вызывает их гидрофобизацию.

7. При бурении скважин глубиной более 3000 м необходимо следить за температурой выходящей промывочной жидкости, замерять ее через 30 мин циркуляции. В случае падения температуры надо немедленно приподнять бурильную колонну на 13—15 м и произвести два-три замера через 10—15 мин. Если снижение температуры подтвердится, то бурильную колонну нужно поднять и опрессовать.

8. Необходимо непрерывно контролировать циркуляцию промывочной жидкости, по возможности устанавливать автоматические сигнализаторы ее прекращения, а также не допускать резких колебаний гидравлического давления при спуско-подъемных операциях.

9. Нельзя оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно при вскрытых неустойчивых пластах, в продуктивных горизонтах, сильнопористых и проницаемых породах, а также напротив пород, склонных к образованию осыпей и обвалов.

В случае вынужденного оставления бурильной колонны в открытом стволе скважины бурильщику запрещается оставлять тормоз лебедки и вменяется в обязанность принять все меры к подъему колонны и обеспечению постоянной промывки забоя по возможности с вращением колонны ротором или ключами.

10. При кратковременном (до 0,5 ч) прекращении циркуляции бурового раствора надо поднять колонну бурильных труб от забоя не менее чем на 15 м и через 2—5 мин расхаживать и поворачивать ротором. При прекращении циркуляции или неисправности оборудования, на устранение неполадок которых потребуется более 30 мин, бурильную колонну надо поднять в обсадную.

11. Следует осторожно спускать в скважину колонну с долотами, имеющими форму, отличную от предыдущей,— четырехшарошечное долото после трехшарошечного, 178-мм УБТ после 146-мм, турбобур с 235-мм корпусом, после работы с 215-мм и т. д.

12. При возникновении посадок надо приостановить спуск колонны, поднять ее на длину 15—20 м, проработать опасный интервал и только тогда продолжить спуск колонны.

13. Интервал затяжек, уступов, желобов обвалов необходимо зафиксировать в буровом журнале.

14. Надо следить за исправной работой насосов и механизмов очистки промывочной жидкости (гидроциклоны, вибросита и т. д.).

15. После длительных перерывов в бурении ствол скважины следует прорабатывать.

16. Опрессовку бурильных колонн необходимо производить в сроки, установленные проектом или руководством предприятия.

17. Исключить ступенчатую проводку скважин.

18. При бурении следует делать контрольный приподъем бурильной колонны на 10—15 м через 45 мин бурения при отсутствии затяжек и не реже чем через 15—17 мин бурения при их наличии. В последнем случае перед нарашиванием надо прорабатывать пробуренный участок до полного устранения затяжек.

3.2.2. Предупреждение прилипания бурильной колонны

Применяемые буровые растворы должны иметь низкую водотдачу с целью уменьшения толщины глинистой корки. Прилипание исключается при использовании буровых растворов на углеводородной основе.

Компоновка низа бурильной колонны должна включать узлы, снижающие площадь их наружной поверхности, входящую в контакт со стенкой скважины. Таковыми являются противоприхватные опоры УБТ — квадратные шестигранные, трехгранные и со спиральными канавками.

Противоприхватные опоры рекомендуется размещать не только в нижней части колонны, между свечами УБТ и над ними, но и на участках колонны, находящихся в прихватоопасных местах, например напротив проницаемых глинистых пород.

В качестве противоприхватных опор используют стабилизаторы и центраторы, диаметр которых на 5—10 мм меньше диаметра долота.

Нельзя допускать зависания колонны труб в стволе скважины. После очередного страгивания индикатор веса должен показывать полный вес колонны. Не следует также оставлять бурильную колонну без движения в стволе скважины.

Промывку скважины перед подъемом после бурения, а также утяжеление промывочной жидкости необходимо проводить с расхаживанием бурильной колонны в пределах длины ведущей трубы, когда долото находится на расстоянии не менее чем 15 м от забоя.

Перед входом в прихватоопасную зону бурильную колонну в обсадной колонне останавливают и проверяют роторную цепь, воздухопроводы, лебедки и насосы.

Элементы низа бурильной колонны не должны иметь сварочных поясков и острых кромок, приводящих к разрушению глинистой корки на стенках скважины.

3.2.3. Предупреждение прихватов вследствие заклинивания элементов бурильной колонны в нерасширенной части

Для бурения в абразивных, твердых и крепких породах в компоновку бурильной колонны над долотом рекомендуется включать калибратор, диаметр которого равен диаметру долота, или эксцентричный переводник, а в целях ускорения ликвидации возникшего заклинивания рекомендуется над УБТ устанавливать ясс.

Перед спуском нового долота в скважину бурильщик обязан:

1) узнать интервал, пробуренный предыдущим долотом, интервалы и величины посадок и затяжек бурильной колонны;

2) выяснить степень срабатывания и фактический диаметр отработанного долота.

Новое долото с конфигурацией, отличной от предыдущего (четырехшарошечное после трехшарошечного, лопастное после шарошечного и т. д.), надо спускать с предосторожностями, не допуская посадок более 30—50 кН.

Нельзя допускать спуска в скважину алмазного долота, имеющего сработку более 4 мм.

Призабойную часть ствола необходимо проработать. Интервал проработки устанавливает мастер в зависимости от потери диаметра предыдущего долота, но не меньше длины ведущей трубы. Нагрузка на долото при проработке должна составлять 20—30 кН и менее.

При бурении скважин алмазными долотами для предупреждения их заклинивания необходимо:

при вынужденных остановках бурильную колонну постоянно поднимать и опускать на длину ведущей трубы и проворачивать ротором через 3—5 мин; при остановках с предполагаемой длительностью более 30 мин надо поднимать долото в башмак промежуточной колонны;

через 70—80 ч следует производить контрольный подъем долота в башмак промежуточной колонны;

последние две трубы необходимо спускать со сплошной проработкой призабойной зоны;

перед подъемом алмазного долота надо тщательно промыть скважину в течение одного цикла, разобрать свечу и трубы уложить на мостки; после спуска долота разобранную свечу собрать и с промывкой и проработкой опустить ее до забоя.

3.2.4. Предупреждение заклинивания труб в желобных выработках

Диаметр скважины при бурении интервала под соответствующую обсадную колонну следует измерять профилемером в твердых породах и породах средней крепости через 300 м проходки и в мягких породах — через 500 м, причем последний замер должен предшествовать спуску обсадной колонны.

В компоновке низа бурильной колонны следует применять УБТ, диаметр которых соответствует диаметру замков бурильных труб или превышает его не менее чем на 30 %. Другие размеры УБТ могут быть применены только при установке лопастных спиральных центраторов с длиной корпуса 1,2—2,0 м над долотом между свечами УБТ и над УБТ, диаметр которых на 5—10 мм меньше диаметра долота. Для предупреждения самопроизвольного развинчивания колонны бурильных труб и попадания ее в желобные выработки направление витков лопастей указанных центраторов должно быть левым.

При увеличении жесткости компоновки низа бурильной колонны ствол скважины необходимо проработать этой компоновкой ниже башмака предыдущей колонны.

Места затяжек и посадок следует регистрировать в буровых журналах и сообщать о них при сдаче вахт.

3.2.5. Предупреждение прихватов вследствие образования сальников

Вязкость, СНС и КСК промывочной жидкости должны быть минимальными.

В случае подозрения промывки трубы бурильную колонну надо немедленно поднять.

В породах, склонных к сальникообразованию, рекомендуется применять равнопроходную конструкцию низа бурильной колонны, обеспечивающую высокую скорость восходящего потока. Следует исключать ступенчатые диаметры открытого ствола скважины.

В скважину, пробуренную роторным способом с использованием долот режущего типа, запрещается спускать турбобур без предварительной проработки ствола шарошечным долотом также роторным способом.

Нельзя допускать защемления приемных емкостей выше нижнего уровня приемных труб насосов.

При повышении давления на выкиде насосов надо прекратить бурение и привести в нормальное состояние ствол скважины интенсивной промывкой с расхаживанием и вращением ротором с частотой не менее 80 об/мин, не допуская натяжения колонны сверх собственного веса.

3.2.6. Предупреждение заклинивания бурильной колонны посторонними предметами

Бурение необходимо производить при установленном на устье устройстве для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину.

Для очистки забоя от накапливающегося металла надо спускать магнитный ловитель или забойный фрезер со шламоуловителем ВНИИБТ не реже чем через 300 м проходки в породах средней твердости и через 100 м в твердых породах, а также после разбуривания башмаков спущенных колонн.

3.2.7. Предупреждение прихватов вследствие нарушения устойчивости стенок скважины

В этом случае следует сначала создать условия для бурения неустойчивых интервалов с максимально возможными скоростями, не допускать остановок вследствие отсутствия труб, материалов и т. д.

При бурении скважин в неустойчивых породах, особенно в осложненных условиях, большой эффект дает применение промывочных жидкостей, нейтральных к проходимым породам (известково-битумных, гидрофобных, а также высокоминерализованных растворов на водной основе).

Для предупреждения вибрационного воздействия колонны бурильных труб на стены скважины в компоновку ее низа рекомендуется включать наддолотные амортизаторы.

При непрекращающихся явлениях сужения ствола и выпучиваниях пород промывочную жидкость необходимо утяжелить на 10—15 % (по сравнению с требуемым ГТН) или пересмотреть соответствие типа промывочной жидкости геолого-техническим условиям бурения.

При турбинном способе бурения в случае появления признаков обвалов надо перейти на роторный способ.

Спускать бурильные трубы следует с промежуточными промывками для снижения продавочных явлений, особенно при больших значениях СНС.

3.2.8. Предупреждение прихватов при испытании скважин испытателями пластов в процессе бурения

Вначале необходимо проработать и промыть весь открытый ствол скважины и привести в соответствие с ГТН промывочную жидкость в скважине и запасных амбарах.

Следует также проверить состояние превентора, его обвязки и соответствие опрессовки фонтанной арматуры нормам действующей инструкции, проверить дефектоскопией и опрессовать бурильную колонну.

Испытывать объекты в процессе бурения скважины целесообразно не позже чем через 3 сут после их вскрытия.

Испытатель пластов должен иметь хвостовик, состоящий из легкосплавных труб без замковых соединений (исключающий выступ над телом трубы). В компоновку бурильной колонны также должны быть включены гидравлический ясс и безопасный переводник.

Скважины надо испытывать в соответствии с планом работ, утвержденным главным инженером и главным геологом вышестоящего предприятия (треста, объединения) и в присутствии представителя восназированной части.

При времени ожидания притока более 20 мин целесообразно вести испытание, вращая бурильную колонну над пакером, но ограничивая ее перемещение по оси при раскрытом пакере в открытом стволе по методике СевКавНИПИнефти.

Ствол скважины необходимо проработать и спуск первого долота после проработки вести с предосторожностями после каждого испытания скважины с помощью испытателя пластов в процессе бурения.

3.2.9. Предупреждение прихватов бурильных колонн при бурении скважин диаметром 140 мм и менее

Одним из эффективных средств предупреждения прихватов бурильных колонн в скважинах малого диаметра (менее 140 мм) на больших глубинах при роторном бурении является контроль за давлением при сво-

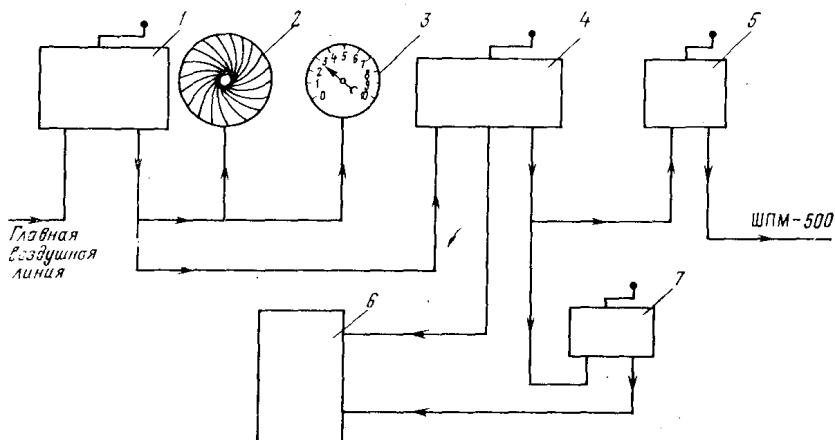


Рис. 3.1. Схема обвязки воздушных линий на роторную муфту:

1 — кран Казанцева; 2 — манометр пишущий; 3 — манометр показывающий; 4 — трехходовой кран; 5 — двухходовой кран (роторный); 6 — ПКР; 7 — двухходовой кран (блокирующий)

бодном вращении бурильной колонны и за соответствующим рабочим давлением в роторных муфтах. Сущность его заключается в следующем:

1) производят дополнительную обвязку воздушной линии буровой установки на роторную муфту (рис. 3.1);

2) в скважину спускают бурильную колонну до башмака обсадной колонны;

3) восстанавливают циркуляцию бурового раствора с режимом промывки (производительность и давление), соответствующим бурению скважины;

4) бурильную колонну вращают с частотой вращения, которая будет и при бурении;

5) краном Казанцева уменьшают давление в роторных муфтах до появления пробуксовки, давление при пробуксовке в роторных муфтах —

это давление свободного вращения бурильной колонны для данной глубины и состояния скважины; бурильную колонну допускают к забою и за 1—2 м от него повторно определяют давление пробуксовки.

Давление свободного вращения бурильной колонны увеличивают до 0,1—0,15 МПа. Полученное давление называют рабочим для данной глубины. Бурильную колонну доспускают и начинают бурение. Во время бурения непрерывно наблюдают за рабочим давлением и степенью вращения бурильной колонны. Как только начинается пробуксовка, указывающая на рост сопротивления вращению бурильной колонны в скважине, а следовательно, на ненормальное состояние в ней, бурильную колонну следует приподнять и выяснить причину пробуксовки. Только после этого можно приступать к дальнейшему бурению.

Давление свободного вращения бурильной колонны и соответствующее рабочее давление для данной глубины определяют в начале каждого рейса долота, а при большой проходке на долото — через каждые 200—250 м проходки.

3.2.10. Действия бурильщика при возникновении прихвата

При прилипании бурильной колонны вследствие действия перепада давления надо восстановить циркуляцию и начать промывку скважины. Далее следует приступить к попыткам провернуть бурильную колонну при ее собственном весе, но ни в коем случае не начинать расхаживание, которое, как правило, усложняет аварию. Если в течение 10—20 мин интенсивные попытки провернуть колонну не дают результатов, то следует начать расхаживание бурильной колонны с допустимыми нагрузками и периодическим отбиванием ее ротором. Если в течение 2—3 ч освободить колонну не удается, то надо плавно разгрузить ее на нагрузку, соответствующую весу колонны в необсаженном стволе скважины. Через каждые 15 мин до получения указания от технического руководства необходимо производить натяжку колонны до собственного веса и при этом проворачивать инструмент в пределах допустимой нагрузки.

Во всех случаях при ликвидации аварий расхаживать бурильную колонну следует с нагрузками в пределах их допустимых значений, не превышающих 80 % растягивающих нагрузок, соответствующих пределу текучести труб данного класса, диаметру и толщине стенок, приведенных в табл. 3.2.

Допустимую частоту вращения ротора при отбивке им прихваченной бурильной колонны выбирают по табл. 3.8.

При возникновении прихвата в процессе спуска бурильщик обязан расхаживать бурильную колонну натяжкой и проворачивать ротором с допустимыми нагрузками.

При заклинивании во время подъема бурильщик обязан, во-первых, немедленно разгрузить колонну бурильных труб на 200—300 кН и попытаться пропустить бурильную колонну вниз. Повторить операцию 4—5 раз. Во-вторых, проворачивать бурильную колонну ротором с помощью ведущей трубы или клипового захвата при разгруженной на 30—50 кН бурильной колонне, исключив проскальзывание труб в клиновом захвате.

Запрещается освобождать бурильную колонну расхаживанием при натяжке ее, превышающей собственный вес более чем на 200 кН.

При затяжке бурильной колонны в сальник бурильщик обязан:

1) в период бурения под кондуктор разгрузить колонну бурильных труб на полный вес, а в остальных случаях — на вес бурильных труб в необсаженном стволе;

2) восстановить циркуляцию одним клапаном с постепенным увеличением подачи насоса до нормальной;

3) расхаживать бурильную колонну только ротором в допустимых пределах на кручение при разгрузке бурильных труб до 20—30 кН ниже собственного веса.

Таблица 3.8

Допустимая частота вращения на каждые 1000 м свободной части бурильных труб

Наружный диаметр труб, мм	Частота вращения в об/мин при группе прочности			
	Д	К	Е	Л
140	3,4	4,5	4,9	5,8
127	3,8	4,0	4,4	5,2
114	4,3	5,5	5,1	7,3
89	5,5	6,2	7,9	9,3
73	6,6	8,6	9,5	11,3

Примечание. Трубы стальные с навинченными замками.

Запрещается освобождать бурильную колонну расхаживанием ее натяжкой больше собственного веса.

При прихватах вследствие обвалов стенок скважин необходимо восстановить циркуляцию одним клапаном с постепенным увеличением подачи насосов до нормальной.

3.3. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

Все работы по креплению скважин следует производить в соответствии с требованиями Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин и других действующих инструкций и технологических регламентов.

Особое внимание необходимо обратить на выполнение нижеприведенных требований, несоблюдение которых приводит к частым авариям, осложнениям и некачественному разобщению продуктивных горизонтов.

Подготовку ствола скважины к спуску колонны, спуск колонны и цементирование надо производить по индивидуальным планам, утвержденным главным инженером и главным геологом объединения.

До начала работ по подготовке скважины к спуску обсадной колонны необходимо проверить состояние фундаментов, оснований, вышки и другого оборудования, а также агрегатов буровой установки. При необходимости следует произвести ремонт и замену неисправного инструмента и оборудования.

Буровые насосы, нагнетательные линии с запорной арматурой и система очистки промывочной жидкости должны обеспечивать его бесперебойную подачу и очистку на различных режимах промывки скважины. Приемные емкости следует очистить от шлама и грязи.

На одном из превенторов необходимо заменить плашки под соответствующий диаметр обсадных труб. В качестве дополнительного средства для герметизации устья на буровой необходимо иметь бурильную трубу под соответствующий диаметр плашек превентора, которая должна быть снабжена шаровым обратным клапаном и переводником для соединения с обсадной колонной.

Также надо проверить исправность и точность показаний индикаторов веса, моментометров и других контрольно-измерительных приборов, при необходимости их следует заменить.

Подготовленные и проверенные калибрами и шаблонами (табл. 3.9), а также гидравлическим испытанием, согласно требованиям Инструкции по испытанию скважин на герметичность, и обмером на трубных базах трубы на буровой подвергают наружному осмотру, повторному шаблонированию, проверке соответствия их сертификату и заводской маркировке, после чего их укладывают в порядке очередности спуска на мостки.

Т а б л и ц а 3.9
Размеры шаблонов

Диаметр обсадных труб, мм	Длина шаблона, мм	Наружный диаметр шаблона, мм
114—219	150	$d - 3$
245—340	300	$d - 4$
407	300	$d - 5$

П р и м е ч а н и е . d — номинальный внутренний диаметр трубы, мм.

Обсадные трубы, доставленные на буровую, должны соответствовать прочностному расчету и иметь заводской сертификат, а также заводскую маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям ГОСТа.

Проверка, опрессовка, сборка и компоновка технологической оснастки должны осуществляться в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации, паспортных характеристик и планов работ на крепление скважин.

В процессе спуска бурильной колонны при последнем рейсе долота производят контрольный замер ее длины. Результаты контрольного замера необходимо отразить в буровом журнале и сугубом рапорте бурового мастера.

При проведении последнего рейса долота следует привести параметры промывочной жидкости в скважине и запасных емкостях в соответствие с требованиями ГТН. При этом должна быть замерена температура циркулирующего бурового раствора.

До начала подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны необходимо выполнить комплекс заключительных геофизических иссле-

дований, по результатам которых надо откорректировать глубину установки башмака обсадной колонны, интервалы сужений ствола, объем скважины, интервалы и места установки элементов технологической оснастки.

Ствол скважины прорабатывается в интервалах сужений и калибруется на глубину спуска обсадной колонны компоновками инструмента, обеспечивающими проходимость обсадной колонны.

После калибровки ствол скважин должен быть промыт до полной очистки от шлама и достижения стабильности технологических параметров бурowego раствора. Интенсивность промывки определяется Временным руководством по промывке скважин перед спуском обсадных колонн и перед цементированием. При этом во избежание прихвата обсадной колонны от перепада давления в период технологически необходимых остановок плотность бурового раствора должна обеспечивать минимально допустимую¹ репрессию на стенки скважины, а КСК должен быть равен 0,30 и менее.

Обсадную колонну спускают под руководством ответственного инженерно-технического работника (объединения, УБР, экспедиции). Отступление от плана спуска обсадной колонны или выполнения работ, не предусмотренных планом, не допускается без согласования с лицами, его утвердившими. Обсадные колонны должны спускаться с помощью клиновых захватов (спайдеров) или клиньев для обсадных труб, позволяющих докреплять резьбовые соединения в процессе спуска.

Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных колонн применяют следующие специальные смазки: Р-2МВП (ТУ 38-101-332—73) для скважин с температурой до 100 °C, Р-402 (ТУ 38-10-1708—78) для скважин с температурой до 200 °C, УС-1 (ТУ 38-101-440—74), лента ФУМ (ТУ 6-05-1388—70).

Для обеспечения качественного крепления скважин и разобщения горизонтов в компоновку спускаемых колонн в обязательном порядке включают технологическую оснастку (башмак с направляющей насадкой, обратный клапан типа ЦКОД или тарельчатый клапан, стоп-кольцо, центраторы, скребки, турбулизаторы, заколонные пакеры и другие устройства). Число и глубина установки указанных устройств определяются для каждой скважины в отдельности технологической службой экспедиции и указываются в плане работ на крепление скважины.

Трубы свинчивают круговым ключом, резьбовые соединения закрепляют машинными ключами (табл. 3.10). Кругящий момент свинчивания контролируют по моментомеру с регистрирующим прибором.

Для толстостенных труб ($\delta=12$ мм) из стали группы прочности более Е момент свинчивания увеличивается дополнительно на 25 %.

При применении смазки УС-1 момент дополнительно повышают еще на 40—60 %. У импортных труб торец муфты точно должен совпадать с основанием треугольника клейма над резьбой трубы.

При использовании обратных клапанов, которые не обеспечивают самозаполнения колонны жидкостью, необходимо регулярно доливать бу-

¹ Единые технические правила ведения работ при бурении скважин. М., Недра, 1968.

ровой раствор через определенное число спущенных труб, установленное расчетным путем и указанное в плане работ по креплению скважины.

В процессе спуска колонны нужно непрерывно наблюдать за характером вытеснения бурового раствора из скважины. В случае возникновения поглощения и падения уровня жидкости в затрубном пространстве необходимо непрерывно заполнять его буровым раствором.

Для предотвращения прихваты обсадной колонны в процессе заполнения ее жидкостью, восстановления циркуляции и промежуточных промывок колонну необходимо держать на весу и периодически расхаживать.

Во избежание смятия обсадных труб, гидроразрыва пород и поглощений промывочной жидкости скорость спуска колонны в скважину должна быть равномерной и определена расчетным путем. Расчет прилагается к плану работ на крепление скважины.

Верхние концы потайных и нижних секций колонн должны размещаться над зонами осложнений и интервалами зарезки вторых стволов в устойчивых породах, не имеющих каверн и желобных выработок.

Бурильные трубы, используемые при креплении, должны быть проверены на прочность расчетным путем в соответствии с существующей методикой; опрессованы на 1,5-кратное давление от максимально ожидаемого при креплении скважины, но не превышающее допустимое для данного типоразмера труб; прошаблонированы по минимальному внутреннему диаметру и прове-

Таблица 3.10

Обсадные трубы	Момент	Вращательный момент в Н·м приnomинальном наружном диаметре трубы, мм														
		114	127	140	146	168	178	194	219	245	273	299	324	340	407	508
По ГОСТ 632—80	Оптимальный	200	280	390	450	670	770	930	1150	1400	1630	1850	2020	2130	2510	2890
	Максимальный	220	300	420	480	700	800	1000	1200	1500	1700	2000	2100	2200	2600	3000
	Минимальный	190	260	360	420	630	730	900	1100	1350	1550	1800	2000	2100	2400	2800
ОТМ1	Максимальный	330	340	370	430	430	440	490	530	560	580	—	—	—	—	—
	Минимальный	470	480	600	610	660	700	840	850	1020	940	—	—	—	—	—
	Минимальный	390	400	580	600	690	700	750	990	1140	1260	—	—	—	—	—
ОТГ1 и ТБО	Максимальный	520	540	800	820	1070	1100	1150	1600	2100	2160	—	—	—	—	—
	Оптимальный	300	350	400	400	450	450	450	550	650	750	850	—	—	—	—
	Минимальный	170	—	370	—	440	—	530	570	650	680	—	—	—	—	—
Импортные по стандартам АИИ	—	220	—	550	—	650	790	790	840	970	1010	—	—	—	—	—
>75 % от оптимального значения																

рены наружным осмотром. При спуске замковые соединения докрепляют машинными ключами.

Хвостовики и секции обсадных колонн должны подвешиваться в стволе скважины и цементироваться в этом состоянии, чтобы избежать изгиба. Разгрузка секций колонны и хвостовика на забой или на ранее спущенную часть обсадной колонны запрещается до окончания срока ОЗЦ.

Спуск хвостовиков и секций обсадных колонн, как правило, должен осуществляться на разъединителях, обеспечивающих вращение верхней части бурильного инструмента, во избежание его прихвата в открытом стволе скважины.

Скорость спуска потайных нижних секций колонн на бурильных трубах не должна превышать расчетной скорости спуска обсадных труб, а заполнение их промывочной жидкостью должно производиться в сроки, указанные в плане работ на крепление скважины.

Рецептуру тампонажных растворов для конкретных скважин подбирают в производственных лабораториях объединений, а для особо сложных условий цементирования — в лабораториях научно-исследовательских институтов за 5 сут до начала цементирования. При этом в обязательном порядке особое внимание обращают на совместимость тампонажного раствора с буферной и промывочной жидкостями, применяемыми в процессе бурения.

Время начала схватывания цементного (тампонажного) раствора должно в 1,5–2 раза превышать время, необходимое для цементирования.

Чтобы обеспечить наиболее полное замещение бурового раствора в затрубном пространстве цементным раствором, плотность последнего должна быть больше плотности бурового раствора не менее чем на $0,2 \text{ г}/\text{см}^3$.

Тампонажные материалы, необходимая техника и оборудование должны быть доставлены на буровую с таким расчетом, чтобы произвести цементирование скважины сразу же после допуска колонны, промывки и приведения параметров промывочной жидкости в скважине в соответствие с ГТН и планом работ на крепление. Время, необходимое для промывки скважины, в каждом конкретном случае определяется ответственным руководителем работ по спуску колонны, но оно должно быть не менее одного цикла.

Во время промывки и выравнивания раствора обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться.

Контроль и управление процессом цементирования обсадных колонн осуществляют с помощью станции контроля цементирования (СКЦ). Параллельно с работой СКЦ в процессе цементирования необходимо:

1) непрерывно замерять плотность тампонажного раствора при его приготовлении и закачивании с помощью ареометра и отбирать пробы из всех баков, а также из опресненной емкости и блок-манифольда, чтобы исключить отклонения плотности от заданного значения более чем на $\pm 0,08 \text{ г}/\text{см}^3$ для чистых портландцементов и на $\pm 0,05 \text{ г}/\text{см}^3$ для утяжеленных и облегченных смесей;

2) контролировать давление нагнетания жидкостей в обсадную колонну по манометрам на цементировочных агрегатах и блок-манифольде;

3) подсчитывать объем закачиваемой в скважину продавочной жидкости по тарировочным емкостям цементировочных агрегатов;

4) визуально контролировать характер циркуляции и корректировать режим работы агрегатов в случае возникновения поглощения в скважине.

Скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве должна быть не ниже скорости подъема промывочной жидкости во время промывки скважины перед цементированием. Закачивание и продавливание тампонажного раствора должны быть непрерывны. Для предотвращения резкого повышения давления «Стоп» последние 2 % объема продавочной жидкости следует закачивать двумя агрегатами, работающими на первой скорости. Давление «Стоп» не должно превышать фактического давления в конце цементирования на 294 ГПа и быть выше допустимого внутреннего давления для обсадной колонны.

Определять объем продавочной жидкости надо с учетом ее сжимаемости. Коэффициент сжимаемости определяется автоматическим устройством АКГ или прибором ВГ Укрнигаза.

После окончания цементирования потайных и нижних секций обсадных колонн, перекрывающих продуктивные горизонты, следует произвести непрерывную промывку скважины с необходимым противодавлением в течение времени ОЗЦ. Транспортировочные переводники поднимают из скважины только при отсутствии признаков нефте-, газо-, водопроявлений.

После цементирования обсадных колонн в один прием и верхних секций или верхних ступеней колонн можно герметизировать устье скважины и создавать избыточное давление в затрубном пространстве на время ОЗЦ. Избыточное давление определяется расчетным путем технологической службой экспедиции и указывается в плане работ на крепление.

По окончании ОЗЦ колонну закрепляют в растянутом состоянии. Величину натяжки определяют расчетом. Разгрузка незацементированной части колонны до подвески ее на колонной головке запрещается.

После ОЗЦ и оборудования устья скважины обсадную колонну испытывают на герметичность в соответствии с Инструкцией по испытанию скважин на герметичность.

Разбуривание цементных стаканов и элементов технологической оснастки в колонне без установленного противовыбросового оборудования и при несоответствии параметров бурowego раствора ГТН запрещается.

Монтировать противовыбросовое оборудование можно через 12 ч после цементирования скважины. Цементные стаканы, цементировочные пробки, упорные кольца, обратные клапаны и башмаки обсадных колонн следует разбуривать специальными долотами фрезерного типа или трехшарошечными долотами.

3.4. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ С ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ

Эффективное использование турбобуров определяется сочетанием их размеров с размерами долот (табл. 3.11). Уменьшение диаметра турбобура значительно снижает энергетические параметры его характеристики и ведет к быстрому развитию усталости металла.

Таблица 3.11

Номинальный диаметр долота, мм	Диаметр гидравлических забойных двигателей, мм				Номинальный диаметр долота, мм	Диаметр гидравлических забойных двигателей, мм				
	турбинных		винтовых			турбинных		винтовых		
	шарошечного	алмазного	Т, ТС, ТСШ, ТСШС, ТСША	А, АШ, АГТ, АГТШ		шарошечного	алмазного	Т, ТС, ТСШ, ТСШС, ТСША	А, АШ, АГТ, АГТШ	
59,0	—	—	—	—	54	212,7	211,1	195,0	195	
76,0	—	—	—	—	54	215,9	214,3	195,0	195	
93,0	91,4	—	—	—	85	222,3	220,7	195,0	195	
98,4	—	—	—	—	85	228,6	227,0	195,0	195	
108,0	106,4	—	—	—	85	244,5	242,1	215,0	195	
120,6	119,0	104,5	—	—	85	250,8	248,4	215,0	195	
132,0	130,4	104,5	—	—	85	269,9	267,5	240,0	240	
139,7	138,1	127,0	—	—	85	295,3	292,9	265,0	240	
142,9	141,3	127,0	—	—	127	311,1	308,7	265,0	240	
146,0	144,4	127,0	—	—	127	320,0	317,6	265,0	240	
149,2	147,6	127,0	—	—	127	349,2	346,8	315,0	240	
151,0	140,4	127,0	—	—	127	374,6	—	315,0	240	
158,7	157,1	127,0	—	—	127	381,0	—	315,0	240	
165,1	163,5	127,0	—	—	127	393,7	391,3	315,0	240	
171,4	169,8	127,0	—	—	127	444,5	—	315,0	240	
187,3	185,7	164,0	164	172	469,9	—	315,0	240	—	
190,5	188,9	164,0	164	172	490,0	—	315,0	240	—	
196,9	195,3	172,0	164	172	508,0	—	315,0	240	—	
200,0	198,4	172,0	164	172					—	

Таблица 3.12

Закрепляемая система	Диаметр турбобура, мм	Момент крепления, кН·м
Система роторов (закрепление роторной гайки в турбобурах типов Т12М, ТС5, ЗТС5, ЗТСШ, А; закрепление полумуфты в турбобурах типов ЗТСШТ и АШ)	240 215 195 172 164	8—9 7—8 5—6 4,5—5 4—4
Система статоров (закрепление соединительного переводника или ниппеля в турбобурах всех типов)	240 215 195 172 164	17—19 14—15 9,5—11 8—9 9—10

Для предупреждения повреждения турбобуры и электробуры транспортируют с опорой не меньше чем на трех точках, равноудаленных друг от друга, при навинченных предохранительных колпаках. Погрузка и разгрузка двигателей должна быть механизирована, осуществляться без ударов о твердые предметы. Транспортировка турбобуров волоком и сбрасывание их при разгрузке недопустимы.

Турбобуры и электробуры отправляют на буровую после регулирования и закрепления всех резьбовых соединений, снабжаются паспортами и инструкцией по эксплуатации.

Для контроля за состоянием крепления резьбовых соединений турбобура на буровой на них наносят метки. Положение турбобура после каждого рейса долота контролируют и записывают в буровой журнал.

Опробование турбобура на устье и бурение скважины осуществляют только с установкой под ведущей трубой фильтра длиной 1,5—2 м с диаметром отверстий 5—6 мм. Запрещается устанавливать фильтр в ведущей трубе. Фильтр должен работать в одной трубе не более 24 ч. Внутренняя поверхность труб в зоне установки фильтра проверяется визуально 1 раз в месяц.

В работающем над устьем турбобуре не должно быть шумов, его корпус не должен нагреваться.

Вал турбобура на устье расхаживают только левым вращением ротора, чтобы избежать отвинчивания полумуфты между валами секций.

Крепят резьбовые соединения турбобуров ключами в комплексе с моментомерами для поддержания необходимых натягов. Рекомендуется выдерживать момент крепления системы роторов и системы статоров в соответствии с табл. 3.12, а моменты закрепления конических резьбовых соединений турбобуров — в соответствии с табл. 3.13.

У насосов, работающих на электроприводе, необходимо проверить комплектность и сборку клапанной приставки с перепускным клапаном. Необходимо проверить величину износа корпуса забойного двигателя по наружному диаметру минусовой скобой. Величина износа корпуса забойного двигателя по наружному диаметру допускается не более 1 мм в любом сечении.

Перед спуском в скважину у турбобура следует проверить:

- 1) легкость и плавность запуска; 2) величину осевого люфта — запрещается спуск в скважину турбобура, имеющего осевой люфт более 4 мм для бесшпиндельных турбобуров, 5 мм — для шпиндельных и 6 мм — для высокомоментных турбобуров; 3) герметичность резьбовых соединений при полном расходе жидкости; 4) плавность остановки турбобура после отключения насоса; 5) истечение бурового раствора через ниппель турбобура; 6) плотность торцов в резьбовых соединениях ниппеля, переводника с корпусом, а также в соединениях секций и шпинделя; 7) состояние присоединительной резьбы под долото.

При восстановлении или прекращении циркуляции промывочной жидкости бурильная колонна должна быть приподнята над забоем на 10—15 м.

Бурение турбобуром следует начинать при небольшой нагрузке на долото, затем плавным увеличением нагрузки достигнуть максимальной ско-

Таблица 3.13

Наруж- ный диа- метр, мм	Соединение	Тип резьбы	Момент закрепления резьбового соединения, кН·м
240	Переводник корпуса, соединительный переводник, ниппель с корпусом	РКТ 218	33—35
	Переводник корпуса с соединительным переводником	РКТ 208	32—34
	Полумуфта нижняя с валом турбинной секции	МК 98	14—16
	Полумуфта шпинделя с валом шпиндельной секции	МК 116	11—12
	Полумуфта верхняя с валом турбинной секции	МК 110 МК 116 З-147	13—15 11—12 26—30
	Переводник вала с валом турбинной или валом шпиндельной секции	МК 195	30—32
215	Переводник корпуса, соединительный переводник, ниппель с корпусом	З-189	29—33
	Переводник корпуса с соединительным переводником	МК 98	14—16
	Полумуфта верхняя с валом турбинной секции	З-121	14—16
	Переводник вала с валом турбинной или валом шпиндельной секции	РКТ 177	25—27
195	Переводник корпуса, соединительный переводник, ниппель с корпусом	З-171	28—32
	Переводник корпуса с соединительным переводником	МК 80	10—12
	Полумуфта нижняя с валом турбинной секции	МК 90 МК 105 МК 94	12—14 13—15
	Полумуфта шпинделя с валом шпиндельной секции	З-121	14—16
	Полумуфта верхняя с валом турбинной секции	МК 156	17—19
	Переводник вала с валом турбинной секции или валом шпиндельной секции	З-147	26—30
172	Переводник корпуса, соединительный переводник, ниппель с корпусом	МК 80	10—12
	Переводник корпуса с соединительным переводником	МК 90	12—14
	Полумуфта нижняя с валом турбинной секции	МК 84	11—13
	Полумуфта шпинделя с валом шпиндельной секции		

ности проходки. При остановке турбобура вследствие его перегрузки бурильную колонну следует приподнять, а затем постепенно довести до забоя.

При расхаживании турбобура в скважине нельзя допускать удара его о забой. Если же турбобур не заводится на забое, расхаживание его не должно превышать 30 мин. После каждого рейса долота следует замерять и записывать в буровой журнал осевой люфт турбобура и натяг его ниппеля. Через 150 ч работы турбобуры направляют в мастерские, где производят дефектоскопию валов и корпусов на длину не менее 1 м от торца. Запрещается спуск в скважину турбобура, имеющего негерметичное соединение, биение вала, плавный запуск и резкую остановку.

3.5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ С ДОЛОТАМИ

3.5.1. Предупреждение аварий с шарошечными долотами

1. Перед началом бурения под соответствующую обсадную колонну на буровую завозят набор типоразмеров долот, осмотренных и обмеренных на базе, с паспортами и сводной ведомостью.

2. Запрещаются транспортировка и хранение долот навалом, а также их сбрасывание на металлические предметы.

3. Перед присоединением долота к бурильной колонне бурильщик обязан проверить: соответствие типа и размера долота разбуриваемым породам (ГТН); чистоту резьбы, а у гидромониторных долот — наличие насадок, надежность их крепления и уплотнения; отсутствие внешних дефектов и чистоту промывочных каналов. При этом:

а) в сварных швах на поверхности резьбы не допускаются единичные поверхностные поры глубиной более 0,3 мм или шлаковые включения диаметром выше 1 мм более трех на длину каждого шва, а также видимые трещины по сварному шву;

б) присоединительная резьба должна быть гладкой, без забоин, выкрошенных витков, заусенец и других дефектов, нарушающих ее непрерывность и прочность;

в) поверхности упорных уступов резьбовых соединений должны быть гладкими, без заусенец, забоин и других дефектов, нарушающих плотность соединений (в шарошечных долотах кроме долот типа ГНУ и ГАУ шарошки должны свободно и плавно вращаться);

г) диаметр долота замеряется кольцом-шаблоном высотой 20 мм, имеющим размеры:

Диаметр долота D , мм	46—76	93—349,2	374,6—444,5	469,9—508
Внутренний диаметр шаблона, мм	$D + 0,6$	$D + 0,8$	$D + 1,6$	$D + 2,6$

4. После проверки долота необходимо:

а) тщательно очистить резьбу и смазать смазкой марки Р-113 или графитовой; б) проверить и записать полностью в буровой журнал клеймо (маркировку) долота; в) убедиться в состоянии резьбы переводника, к которому присоединяется долото.

5. Долото необходимо крепить с помощью специального приспособления (доски), удерживающего его за корпус. Крепление производить только машинными ключами без рывков и ударов. При наличии зазора между торцами долота и переводника долото или переводник заменить. Долото крепить с моментом затяжки в соответствии с требованиями табл. 3.1.

6. При спуске долота в скважину следует избегать ударов, которые могут привести к образованию трещин в сварочных швах и поломке долота. Спуск долота при входе в потайную колонну, а также в местах переходов диаметра, резкого изменения азимута и кривизны, а также в местах сужений необходимо производить на пониженной скорости.

7. Ствол скважины следует проработать:

а) в интервалах затяжек и посадок бурильной колонны; б) в интервале бурения предыдущим долотом, но не меньше, чем на длину ведущей трубы.

8. Прорабатывать ствол скважины следует при плавной подаче бурильной колонны со скоростью не более 2 м/мин и нагрузке на долото 20—30 кН и менее.

9. После допуска долота до забоя провести обкатку его опоры. Проработку проводить при нагрузке 20—30 кН в течение 15—30 мин при роторном и низкооборотном бурении забойными двигателями и в течение 3—5 мин при высокоеоборотном турбинном бурении.

При бурении долотами с герметизированной опорой типа ГНУ и ГАУ приработку долота на забое производить при нагрузке 60—80 кН.

10. После приработки долота нагрузку постепенно повышать до требуемой режимно-технологической картой или ГТН.

11. Основной признак заклинивания опор шарошек в процессе роторного бурения — повышение вращательного момента на роторе, а сработки его вооружения — падение механической скорости бурения.

12. Бурильщик обязан прекратить работу и приступить к подъему долота:

а) при бурении лопастным и всеми видами долот режущего или истирающего типа в случае постепенного падения механической скорости бурения по сравнению с первоначальной в 2—2,5 раза при постоянных параметрах режима бурения (нагрузка на долото, расход промывочной жидкости, давление в манифольде);

б) при бурении шарошечными долотами в случае резкого повышения вращающего момента на роторе, зафиксированного моментометром или амперметром электропривода лебедки, или (при отсутствии приборов контроля вращающего момента на роторе) по истечении времени механического бурения долотом, предусмотренного технологической картой и уточненного по данным предыдущего рейса.

13. При контроле за состоянием долота с помощью моментометра или амперметра бурильщик обязан.

13.1. Определять величину крутящего момента при холостом вращении бурильной колонны — стрелка манометра или амперметра должна плавно колебаться в обе стороны возле определенного положения, откло-

няясь от условного нуля. Для этого перед проработкой призабойной зоны восстановить циркуляцию, включить ротор и в течение 2—3 мин вращать бурильную колонну без нагрузки на долото (для получения четкой записи).

13.2. Определять в начале вращения величину врачающего момента на роторе при бурении с осевой нагрузкой, предусмотренной режимно-технологической картой — при нормальном бурении стрелка манометра должна остановиться в определенном положении и колебаться вверх и вниз от него на 2—3 деления шкалы.

13.3. Контролировать показания манометра в процессе всего рейса долота.

13.4. При появлении признаков, характерных для заклинивания опор шарошек (стрелка манометра начинает ритмично колебаться на 20—30 и более делений шкалы), определять в течение 5 мин частоту колебания стрелки, чтобы убедиться в заклинивании долота.

13.5. При частоте колебаний 16—20 в 1 мин прекратить подачу бурильной колонны и продолжить бурение до выбора полного ее веса на крюке и определить характер изменения амплитуды колебаний стрелки манометра: при заклиниенных шарошках амплитуда колебаний стрелки должна плавно уменьшаться, а после снятия нагрузки — должна остановиться на деления шкалы, как при холостом вращении перед началом бурения.

14. При роторном способе следует прекратить бурение и поднять долото. Если при выполнении изложенных выше требований, согласно п. 13.4 и 13.5, возникли сомнения в заклинивании опор, то разрешается продолжить бурение до получения нового сигнала (п. 13.4) о заклинивании, при получении которого необходимо поднять долото.

15. При турбинном бурении в твердых и крепких породах момент подъема долота следует определять по уменьшению механической скорости проходки на долото на 30—50 % с учетом времени подъема долота, устанавливаемого технологической службой предприятия по данным отработки долот в конкретном районе.

16. Забой скважины необходимо очищать от металла с помощью металлоулавливателей, устанавливаемых над долотом в средних и твердых породах через каждые 10—15 спуско-подъемов.

17. При подходе долота к башмаку кондуктора или к промежуточной колонне скорость подъема бурильной колонны следует уменьшить, чтобы избежать удара долота и поломки лап.

18. Для предупреждения отвинчивания долота в скважинах с зонами сужения ствола, имеющими кривизну, необходимо снижать скорость спуска колонны, чтобы исключить возникновение реактивного вращения вала турбобура или электробура влево.

19. Долото с конфигурацией, отличающейся от конфигурации предыдущих долот, следует спускать осторожно. Интервалы работы предыдущего долота в твердых и средних породах необходимо прорабатывать. Особенно опасно опускать без проработки четырехшарошечное долото в интервале работы предыдущего трехшарошечного долота, а также опускать пикообразное долото после работы трехшарошечным долотом.

20. Для предупреждения заклинивания долота в призабойной части предыдущее отработанное долото осматривают, замеряют его диаметр и по износу определяют условия работы спускаемого долота в призабойной зоне. Если диаметр поднятого долота уменьшился, то, значит, имеются люфты в опорах и периферийные зубья его сработаны, т. е. скважина сужена у забоя.

21. Бурение в твердых и крепких породах, а также в абразивных породах средней твердости необходимо производить с калибраторами, устанавливаемыми над долотом.

3.5.2. Предупреждение аварий с алмазными долотами

При бурении скважины алмазными долотами необходимо соблюдать требования Инструкции по бурению нефтяных и газовых скважин алмазными буровыми инструментами. При этом особое внимание следует обратить на проведение работ, несоблюдение которых вызывает аварии.

Наземное буровое оборудование, бурильную колонну и инструмент необходимо подготовить для длительной и безаварийной работы, провести его ревизию и обеспечить запасными частями.

Буровую следует оснастить: ключами АКБ-ЗМ; клиньями, встроенными в ротор; регулятором подачи долота; бурильной колонной, допускающей работу при давлении до 20 Па; турбобурами с рабочим ресурсом до 300 ч при перепаде давления 6 Па; устройством для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину.

Ствол и забой скважины должны быть соответствующим образом подготовлены, т. е. забой очищен от металла, в стволе устраниены зоны сужений.

Компоновка низа бурильной колонны должна обеспечивать передачу нагрузки на долото частью веса УБТ, исключение зон завихрения бурового раствора, создание цилиндрического ствола скважины путем установки над долотом калибратора или эксцентричного переводника; гашение поперечных вибраций в бурильной колонне, а также установку яссов или безопасного переводника для быстрой ликвидации возможного заклинивания бурильной колонны.

Спускать алмазные долота следует медленно, особенно в зонах сужений, обвалов, в местах возможных затяжек и посадок, в зоне каверн при подходе к потайной и обсадной колоннам, а также в призабойной зоне.

Спуск последних 10—15 м бурильной колонны до забоя надо производить с вращением долота и циркуляцией бурового раствора.

При эксплуатации алмазных долот запрещается: спускать алмазные долота в неподготовленную скважину; вращать бурильную колонну с алмазным долотом в обсадной колонне; прорабатывать алмазными долотами ствол скважины в интервалах, сложенных крепкими и абразивными породами; начинать бурение без надлежащей очистки забоя от металла; бурить без калибраторов, установленных над долотом, в твердых абразивных породах.

3.6. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОПАДАНИЯ В СКВАЖИНУ ПОСТОРОННИХ ПРЕДМЕТОВ

Для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину необходимо осуществлять следующее: применять исправный спуско-подъемный инструмент (элеваторы, машинные ключи, трубные клинья и т. д.); следить, чтобы челюсти ключа АКБ-ЗМ имели исправные стопорные устройства; шплинтовать пальцы съемных челюстей машинных ключей; поддерживать центровку ротора по отношению к устью скважины и стопорить вкладыши ротора; скреплять болтами роторные зажимы ведущей трубы.

Помимо указанного на буровых предприятиях Украины и в других районах страны на устье скважины устанавливают устройство для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину и обтирания труб от промывочной жидкости при их подъеме из скважины (рис. 3.2, 3.3).

Устройство состоит из корпуса, направляющих колец, сегментных эластичных лепестков, пневмоцилиндра, рамы, стержней.

Корпус представляет собой часть сливного желоба с направляющей воронкой, прикрепленной к нему.

Направляющие кольца с закрепленными внутри них сегментовидными эластичными лепестками и прикрепленным к ним пневмоцилиндром размещены на раме.

Четырехугольная рама имеет центральное круглое отверстие, через которое проходят трубы, и на углах — отверстия для закрепления в них стержней. Поверхность рамы составляет небольшую и ровную горизонтальную площадку.

Направляющие кольца и эластичные лепестки составляют кассету, образующую единую сборку с пневмоцилиндром и фиксирующуюся от перемещения на раме. Последняя подвешивается в верхней части корпуса так, чтобы между дном корпуса и рамой образовывался большой просвет, по которому из скважины в желоб проходит основная часть бурового раствора. Оставшаяся часть проходит через углы устройства, нигде не задерживаясь.

Стержни служат для подвески рамы к корпусу. Места крепления стержней к раме и корпусу шарнирные, что позволяет раме совершать горизонтальные перемещения. Воздух к пневмоцилинду подается четырехклапанным краном, который располагается на пульте бурильщика. Устройство работает следующим образом. Ручку крана управления пневмоцилиндром переводят, например, в положение «Открыто». Пневмоцилиндр перемещает верхнее направляющее кольцо относительно нижнего, и эластичные лепестки раздвигаются.

При переводе ручки крана управления в положение «Закрыто» происходит обратный процесс и лепестки перекрывают скважину или обхватывают находящиеся в ней трубы. При эксцентричном положении труб по отношению к скважине благодаря стержням, шарнирно прикрепленным к корпусу и раме, последняя вместе с эластичными лепестками, направляющими кольцами и пневмоцилиндром перемещаются в сторону

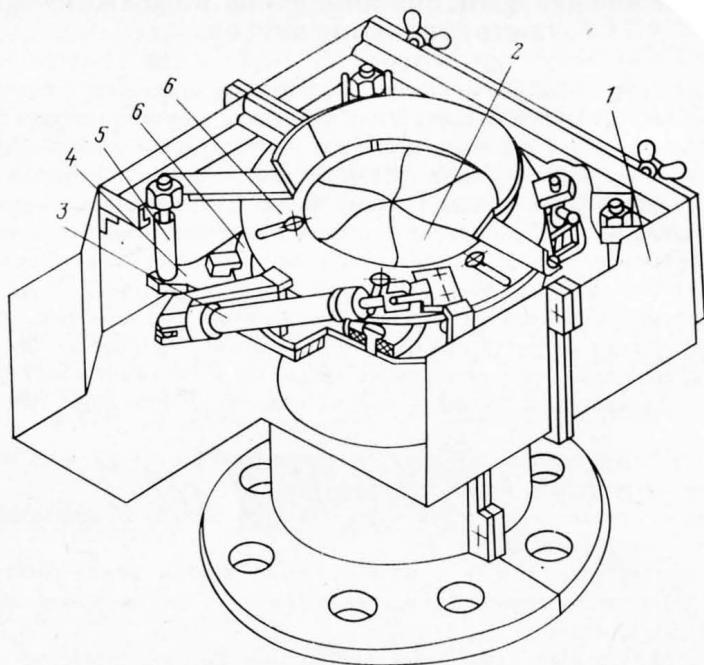


Рис. 3.2. Устройство для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину (УПП):

1 — корпус; 2 — эластичные лепестки; 3 — пневмоцилиндр; 4 — рама; 5 — стержень; 6 — направляющие кольца

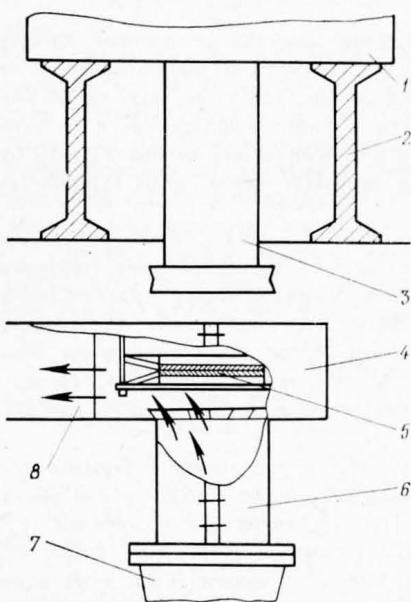


Рис. 3.3. Монтажная схема УПП:

1 — ротор; 2 — подроторные балки; 3 — пневматический клиновой захват; 4 — корпус устройства; 5 — кассета устройства; 6 — сливной патрубок; 7 — превентор; 8 — жеб

смещения труб. Кассета равномерно обхватывает трубы, а следовательно, исключает падение предметов в скважину и хорошо обтирает трубы при подъеме.

Устройство надо открывать только на период прохождения долота, приборов и инструментов, имеющих острые кромки, через лепестки, при наблюдении за уровнем промывочной жидкости, а также в процессе углубления скважины.

Устройство должно быть закрыто при спуско-подъемных операциях и во время отсутствия в скважине труб и другого инструмента. В процессе бурения необходимо 2—3 раза в смену открывать и закрывать устройство для предупреждения зашламления кассеты.

Для обеспечения нормальной работы устройства необходимо проводить профилактическую очистку корпуса от осевшего шлама не менее 1 раза в месяц.

3.7. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРОЧИХ АВАРИЙ

3.7.1. Предупреждение аварий при электрометрических работах

Перед началом работ в скважине необходимо проверить состояние оборудования и сливной воронки, ее положение, отцентровать ротор по оси скважины, проработать осложненные участки ствола скважины, промыть ее, очистить от шлама промывочную жидкость и привести ее в соответствие с геолого-техническим нарядом, подготовить площадку для установки геофизических лабораторий, убрать трубы и инструменты с мостков и приусыпьевой площадки.

Персонал геофизической партии надо ознакомить с местами возможных осложнений ствола скважины и с ее состоянием. Следует обеспечить начало геофизических работ сразу же по окончании подъема бурильной колонны.

Необходимо непрерывно наблюдать за уровнем бурового раствора в скважине, не допускать предельных натяжений кабеля при спуско-подъемных операциях.

При прихвате приборов расхаживание следует осуществлять с натяжкой, не превышающей допустимые нагрузки для соответствующего кабеля (см. табл. 2.2). При ликвидации прихватов каротажных приборов или кабеля преимущественным правом должен пользоваться метод спуска бурильных труб с пропуском кабеля внутрь последних. Запрещается спуско-подъем каротажных приборов без исправных датчиков натяжения кабеля, показания которых должны контролироваться или на пульте управления машиниста-лебедчика, или в лаборатории.

Буровой мастер должен засвидетельствовать показания счетчика и компоновку приборов, спускаемых в скважину, и убедиться в соответствии и наличии их по окончании подъема.

3.7.2. Предупреждение аварий при испытании скважин испытателями пластов

Работы по вызову притока надо производить только под руководством ответственного лица из числа ИТР, согласно утвержденному плану и в присутствии представителя военизированной части.

До начала испытания устье скважины должно быть оборудовано по соответствующей схеме.

Применяемые насосно-компрессорные трубы с высаженными наружу концами должны быть опрессованы и проверены дефектоскопией.

При установке цементных мостов при вскрытом пласте следует оборудовать устье скважины головкой циссона или превентором с плашками под применяемые трубы, а также двумя выкидами, один из которых должен быть соединен с желобом. Проведение работ в скважине без них категорически запрещается.

Интервал ствола скважины, в котором в процессе бурения испытывали горизонты, необходимо проработать перед спуском долота на забой. Первое долото после испытания необходимо спускать в открытый ствол на пониженной скорости и с возможными предосторожностями, не допуская разгрузок более 50 кН.

3.7.3. Предупреждение выбросов и открытых фонтанов

Предупреждение открытых газо-, нефте- и водопроявлений, которые могут привести к нежелательным выбросам и открытым фонтанам, сводится к соблюдению требований Инструкции по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин, разработанной во ВНИИГазе.

4. ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛОВИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

На буровой должен быть следующий ловильный инструмент (в собранном виде): 1) ловитель (шлипс) с комплектом плашек, резиновых манжет и воронкой; 2) колокол с воронкой; 3) метчик универсальный с центрирующим приспособлением; 4) метчик специальный (калибр); 5) ловитель магнитный с воронкой; 6) забойный фрезер; 7) труболовки под бурильные и утяжеленные трубы.

Все инструменты должны быть оснащены переводниками для соединения с бурильными трубами.

На аварийных площадках буровых предприятий с тремя станками и более рекомендуется иметь следующий ловильный инструмент: ловители, труболовки, колокола нарезные, колокола гладкие, метчики универсальные, метчики специальные, ловители магнитные, трубные ловушки, турбиноловки и гладкие колокола для извлечения турбобуров, печати, ерши, гидравлический домкрат, фрезеры и металлоулавливатели, испытатель пластов, отклонители, ерши, отводные крючки, яссы, ГУМ, печати, труборезки, домкраты, хомуты лафетные.

Инструмент должен быть комплектным и включать все необходимые приспособления, облегчающие ликвидацию аварий. Диаметр ловильного инструмента должен соответствовать диаметру бурильной колонны. Наружный диаметр ловильного инструмента должен быть на 50—60 мм меньше диаметра скважины. Как исключение, в скважинах с неосложненным стволом в крепких породах наружный диаметр ловильного инструмента может быть на 25—30 мм меньше диаметра ствола скважины. Причем такая разность по длине ловильного инструмента должна быть не более 400 мм.

В случаях, когда извлекаемые трубы или другой инструмент отклонены от центра скважины, ловильный инструмент целесообразно спускать с гидроотклонителем. Гидроотклонитель представляет собой переводник с неодинаковым внутренним диаметром. Вверху диаметр переводника равен диаметру замка бурильной колонны, на которой опускается ловильный инструмент. В этой части переводник имеет боковое отверстие диаметром 20—25 мм. Диаметр нижней внутренней части переводника в 2—3 раза меньше, чем верхней части. Гидроотклонитель устанавливают над ловильным инструментом. При восстановлении циркуляции струей из бокового отверстия ловильный инструмент отталкивается от центра скважины.

После доставки на буровую ловильного инструмента буровой мастер тщательно проверяет его состояние и комплектность, составляет эскизы с указанием основных размеров и хранит их у себя. У ловильных инст-

рументов, имеющих внутри рабочие поверхности (колокола, фрезеры, ловители и т. д.), внутреннюю часть целесообразно окрашивать светлыми красками для выявления характера работы извлекаемого предмета внутри ловильного инструмента.

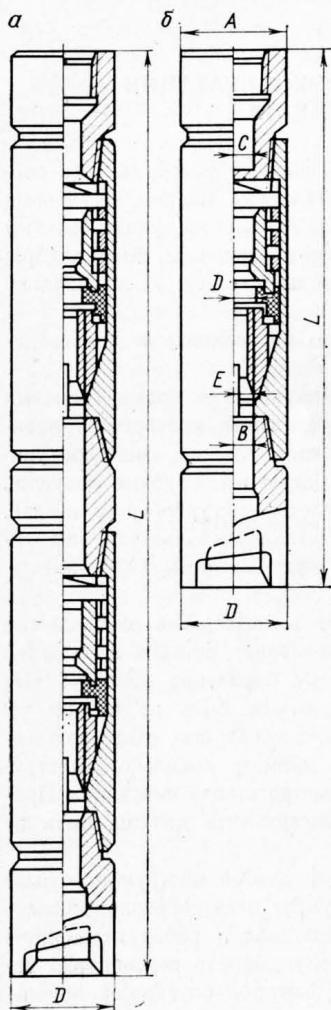


Рис. 4.1. Ловители:
а — сдвоенные; б — одинарные

При хорошем состоянии ствола скважины более целесообразно применение сдвоенного ловителя.

Перед спуском ловителя в скважину, кроме проверки общего состояния узлов и резьб, проверяют также: соответствие размеров установленных плашек и манжет размерам элементов бурильной колонны на участ-

Ловильный инструмент, пришедший в негодность, следует немедленно отправлять в ремонт. Соединительные резьбовые концы ловильного инструмента при перевозке предохраняют от ударов защитными приспособлениями (предохранительными кольцами, деревянными накладками и др.).

Погрузку и разгрузку ловильного инструмента производят при помощи грузоподъемных механизмов, в крайнем случае используют накаты.

Запрещается сбрасывать инструмент при разгрузке.

При работе любым инструментом в скважине необходимо помнить следующее: прежде чем спустить инструмент в скважину, надо знать, как его оттуда извлечь в случае аварии.

4.2. ЛОВИТЕЛИ С ПРОМЫВКОЙ

Ловитель с промывкой (рис. 4.1) предназначен для ловли оставшейся в скважине бурильной колонны за трубу или замок или за то и другое одновременно с промывкой скважины через захваченную часть бурильной колонны.

Основные параметры ловителей (табл. 4.1) должны соответствовать ОСТ 26-02-640—72.

Ловители изготавливают согласно требованиям ТУ 26-02-221—75 — одинарные и сдвоенные. Одинарные захватывают элемент бурильной колонны (трубу, замок или муфту) только за один участок, а сдвоенные — за два участка: трубу или за трубу и замок.

Таблица 4.1

Типоразмер ловителя	Диаметр скважины по долоту, мм	Диапазон наружных диаметров элементов колонны, захватываемых ловителем, мм	Размеры ловителя (см. рис. 4.1), мм					
			L					
			A	B	одноступенчатого	двухступенчатого	для замка ЗШ	для замка ЗН
ЛБП 89/114-175	190	89—114	175	120	<1 000	<1795	115	106
ЛБП 114/140-200	214	114—140	200	146	<1 100	<1850	143	138
ЛБП 127/155-225	243	127—155	225	162	<1 100	<1850	152	—
ЛБП 140/178-245	269	140—178	245	185	<1 180	<1980	175	169
ЛБП 168/203-270	295	168—203	270	209	<1 210	<2000	200	195

Продолжение табл. 4.1

Типоразмер ловителя	Размеры ловителя (см. рис. 4.1), мм				Присоединительная резьба к ловителю, воронке и ниппелю	Грузоподъемная сила ловителя, кН		Масса ловителя, кг		
	L					одноступенчатого	двухступенчатого	одноступенчатого	двухступенчатого	
	для трубы	для замка ЗШ	для замка ЗН	для трубы		одноступенчатого	двухступенчатого	одноступенчатого	двухступенчатого	
ЛБП 89/114-175	87	119	110	91	H140	800	1200	<112	<250	
ЛБП 114/140-200	112	148	142	116	178 (ГОСТ 632—80)	1000	1500	<160	<300	
ЛБП 127/155-225	125	157	—	129	194 (ГОСТ 632—80)	1250	1800	<165	<310	
ЛБП 140/178-245	139	180	173	143	219 (ГОСТ 632—80)	1250	1800	<170	<320	
ЛБП 168/203-270	166	205	199	170	245 (ГОСТ 632—80)	1600	2400	<230	<390	

ках захвата; плавность перемещения плашек по пазам корпуса: вверх — от усилия рук со стороны захода, вниз — под действием пружины; состояние поверхности резиновых манжет: она должна быть гладкой, без рисок, трещин и других дефектов.

Ловитель работает следующим образом. Ловитель присоединяют к колонне бурильных труб или к обсадной трубе (в случае необходимости захвата ниже торца извлекаемой трубы более чем на 1 м). Допускают

Т а б л и ц а 4.2

Шифр ловителя	Элементы бурильных колонн, захватываемые ловителем
ЛБП 89/114-175	Тело трубы 89 Высаженная часть трубы НВ9
ЛППС 89/114-175	Тело труб: 102 и ЛБТ 104 (Легкосплавные бурильные трубы конструкции ВНИИТБ) Высаженная часть трубы Н102; тело труб: 114 (ГОСТ 632—80); замок ЗН-113 (ГОСТ 5286—75); муфта М89; замки: ЗН-108, ЗН-113 (ГОСТ 5286—75); замок ЗН-108; УБТ (ОТУ 26-02—66)
ЛБП 114/140-200	Тело труб 114, 127; 114 (ГОСТ 632—80) и ЛБТ 114 Высаженная часть трубы Н114 Тело труб 127 (ГОСТ 632—80) и ЛБТ 127
ЛППС 114/140-200	Тело трубы 133 УБТ (ОТУ 26-02-22—66) и муфта М133 (ГОСТ 632—80) Тело труб 140 (ГОСТ 632—80); замок ЗН-140 (ГОСТ 5286—75)
ЛБП 127/155-225	Тело труб: 127 (ГОСТ 632—80), ЛБТ 129 Тело труб: 140 (ГОСТ 632—80), замок ЗН-140 (ГОСТ 5286—75)
ЛППС 127/155-225	Высаженная часть трубы Н140; муфта М127 замок ЗУ-155 (ГОСТ 5286—75) Тело труб: 146 (ГОСТ 632—80); 146 УБТ (ОТУ 26-02-22—66); ЛБТ 147 Муфта М127 (ГОСТ 632—80) и замок ЗШ-146 (ГОСТ 5286—75)
ЛБП 140/178-245	Тело труб 140 (ГОСТ 632—80) Тело труб 146 (ГОСТ 632—80), ЛБТ 147 Высаженная часть трубы Н140
ЛППС 140/178-245	Тело трубы 168 и муфта М146 (ГОСТ 632—80) Замки ЗН-172 (ГОСТ 5286—75) и ЗЛ-172 для легкосплавных бурильных труб Замки ЗШ-178 (ГОСТ 5286—75) и замок 178 УБТ (ОТУ 26-02-22-66)
ЛБП168/203-270	Тело труб 168 (ГОСТ 632—80) Муфты М168 (ГОСТ 632—80); замок ЗН-197 (ГОСТ 5286—75)
ЛППС 168/203-270	Тело трубы 203 УБТ (ОТУ 26-02-22—66) и замок ЗШ-203 (ГОСТ 5286—75)

П р и м е ч а н и е. Цифры обозначают диаметры в миллиметрах.

ловитель на расчетную глубину, легкими поворотами ловителя на 180—270° заводят в него верх обрыва. Далее ловитель опускают без вращения. В процессе спуска верхняя часть оставленной колонны, упираясь в плашки, раздвигает их и проходит через резиновую манжету. При последующей натяжке колонны плашки опускаются по конусу и зажимают зашедшую в ловитель бурильную колонну, а манжета герметизирует пространство между корпусом ловителя и трубой. Если при натяжении бурильная колонна сразу не освобождается, то надо усилить циркуляцию промывочной жидкости и снова попытаться поднять колонну, возможно, с расхаживанием. Если и в этом случае освободить колонну не удается, то надо попробовать другие методы ликвидации аварии.

Ловитель является инструментом освобождающегося типа. Для освобождения ловителя натянутую колонну резко опускают на 20—30 см. При этом плашки, закрепившиеся на колонне, остаются на месте, а корпус со шпонками опускается. При дальнейшем вращении колонны вправо с медленным подъемом плашки сбиваются и ловитель освобождается от колонны.

В комплект поставки одинарных ловителей (ЛБП) входят ловитель в сборе с плашками и манжетами под тело трубы, указанной в шифре ловителя, комплекты сменных плашек и манжет под замки типа ЗШ и ЗН элементов бурильной колонны, захватываемых соответствующим ловителем. Для ловителей типа ЛБП 114/140-200 также нужен комплект плашек под 127-мм трубы, а для ловителей типа ЛБП 127/155-225 — комплект плашек под 140-мм трубы.

Сдвоенные ловители (ЛБПС) комплектуют следующим образом: верхний — плашками и манжетой под трубу, а нижний — плашками и манжетой под замок. Кроме того, с каждым ловителем поставляют запасные части: плашки и манжеты под тело трубы, а также плашки и манжеты под замки типа ЗШ, ЗН и ЗУ, захватываемые соответствующим ловителем.

Для распознавания сменной и запасной детали на каждой из них клеймом нанесены шифр ловителя, обозначение и размер захватываемого элемента колонны труб.

Элементы бурильных колонн, которые могут захватываться соответствующим ловителем, приведены в табл. 4.2.

4.3. МЕТЧИКИ

4.3.1. Метчики универсальные и специальные

Метчики предназначаются для ловли и извлечения из скважины бурильной колонны, оканчивающейся муфтой или ниппелем бурильного замка, утяжеленной бурильной трубой, переводником и, как исключение, — высаженной частью бурильной трубы, путем ее захвата за внутреннюю часть. Метчики делят на два типа: универсальные (рис. 4.2, табл. 4.3) и специальные (рис. 4.3, табл. 4.4). Метчики бурильные универсальные МБУ применяют для захвата извлекаемой колонны ввинчиванием в тело элементов бурильной колонны. Метчики специальные (замковые) МСЗ используют для захвата ввинчиванием в замковую резьбу. Метчики изго-

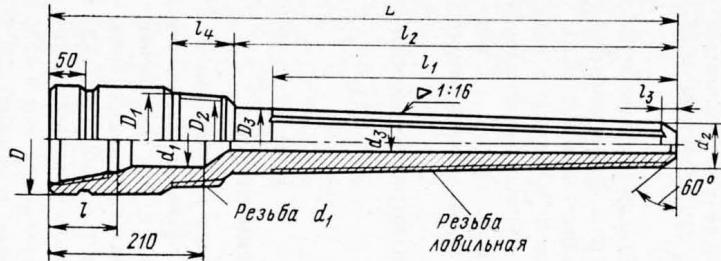


Рис. 4.2. Метчик бурильный универсальный МБУ

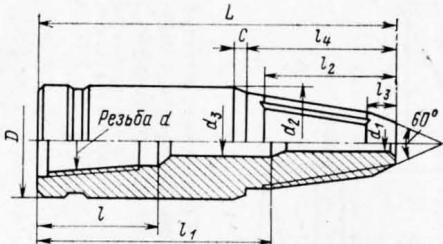
Таблица 4.3

Основные размеры метчиков бурильных универсальных МБУ

Типоразмер метчика	Резьба (ГОСТ 5286-75)	Резьба d_1 , мм		d_2 , мм	d_3 , мм	d_4 , мм	D , мм	D_1 , мм	D_2 , мм	I , мм	I_1 , мм	I_2 , мм	I_3 , мм	I_4 , мм	L	Грузоподъем- ная сила, кН		Масса, кг	
		ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80													min	max		
МБУ 20-45	3-62	73	—	20	—	30	80	73,0	48,7	45,6	80	415	465	5	76	715	160	300	<9,0
МБУ 22-54	3-76	89	—	22	10	40	95	88,9	57,2	54,2	100	520	570	—	86	830	220	420	<13,0
МБУ 32-73	3-88	102	—	32	14	45	108	101,6	76,2	73,1	110	670	720	10	86	980	300	640	<20,0
МБУ 58-94	3-102	—	114	58	22	60	120	114,3	96,8	93,7	110	595	645	25	85	905	560	820	<28,0
МБУ 74-120	3-147	—	168	74	32	100	178	168,3	123,4	120,3	140	770	820	30	110	1105	760	1150	<68,0
МБУ 100-142	3-171	—	194	100	50	120	03	193,7	145,6	142,5	140	710	760	30	110	1045	1100	1400	<88,0
МБУ 127-164	3-189	—	219	127	70	140	220	219,1	167,6	164,5	140	635	685	35	110	975	1150	1450	<89,0

П р и м е ч а н и я: 1. Наименьшая и наибольшая грузоподъемности метчика означают допустимую величину натяжения инструмента (ловильной колонны) при захвате за соответственно наименьший и наибольший внутренние диаметры элементов бурильных колонн, захватываемых данным метчиком. 2. Примеры условных обозначений: метчик универсальный с диаметрами $D=32$ мм и $D=731$ мм, правый — то же левый — МБУ 32-73П (ГОСТ 26-02-1274-75).

Рис. 4.3. Метчик специальный замковый МСЗ



Размеры метчиков специальных замковых МСЗ

Таблица 4.4

Типоразмер метчика	Резьба d , (ГОСТ 5286-75)	d_1 , мм	d_2 , мм	d_3 , мм	l , мм	l_1 , мм	l_2 , мм	l_3 , мм	l_4 , мм	C , мм	D , мм	L , мм	Грузо- подъем- ная сила, кН	Масса, кг
MC3-62	3-62	16	62,670	30	80	150	87	24	107	3	80	280	1000	<4
MC3-76	3-76	16	76,200	40	100	150	113	30	133	3	95	300	1600	<9
MC3-88	3-88	16	88,887	35	110	250	127	39	147	3	108	300	1600	<14
MC3-92	3-92	16	92,075	40	100	215	126	44	146	4	108	320	2000	<15
MC3-101	3-101	20	101,438	40	110	250	135	46	155	4	118	320	2000	<16
MC3-102	3-102	30	102,010	40	110	250	133	42	153	4	120	320	2000	<15
MC3-117	3-117	50	117,462	50	125	250	130	27	150	4	140	320	2000	<22
MC3-121	3-121	20	121,709	40	120	260	160	64	180	5	140	320	2000	<25
MC3-133	3-133	40	133,300	60	130	270	164	56	184	5	155	360	2750	<27
MC3-140	3-140	40	140,192	70	135	250	164	53	184	5	178	360	3300	<37
MC3-147	3-147	40	147,949	80	135	250	175	54	195	5	178	400	3300	<36
MC3-152	3-152	50	152,186	80	135	270	173	52	193	5	197	400	3700	<50
MC3-161	3-161	50	161,920	100	140	270	159	38	179	6	185	430	3300	<40
MC3-171	3-171	50	171,536	100	140	320	184	63	204	6	203	430	3700	<55
MC3-189	3-189	50	189,427	120	140	320	163	42	183	6	212	430	3500	<60

тovляют по отраслевому стандарту Министерства химического и нефтяного машиностроения ОСТ 26-02-1274—75.

Материалом для изготовления метчиков МБУ 20-45, МБУ 22-54; МБУ 32-73; МСЗ-66, МСЗ-73, МСЗ-76, МСЗ-86, МСЗ-88 служит сталь марки

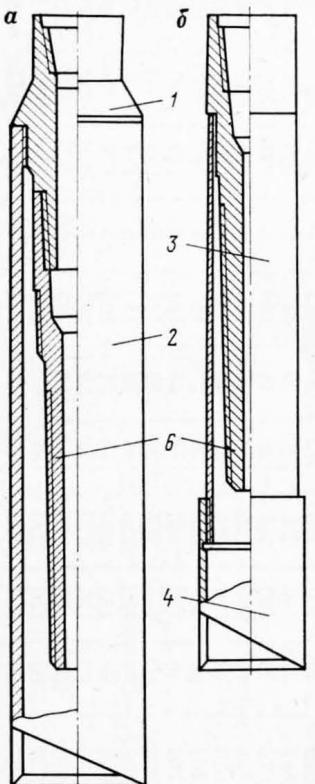


Рис. 4.4. Соединение метчика бурильного универсального с центрирующим приспособлением:

а — направление с вырезом через головку;
б — направление с воронкой; в — кольцо; 1 — головка;
2 — направление с вырезом; 3 — направление с резьбой под воронку; 4 — воронка;
5 — кольцо; 6 — метчик

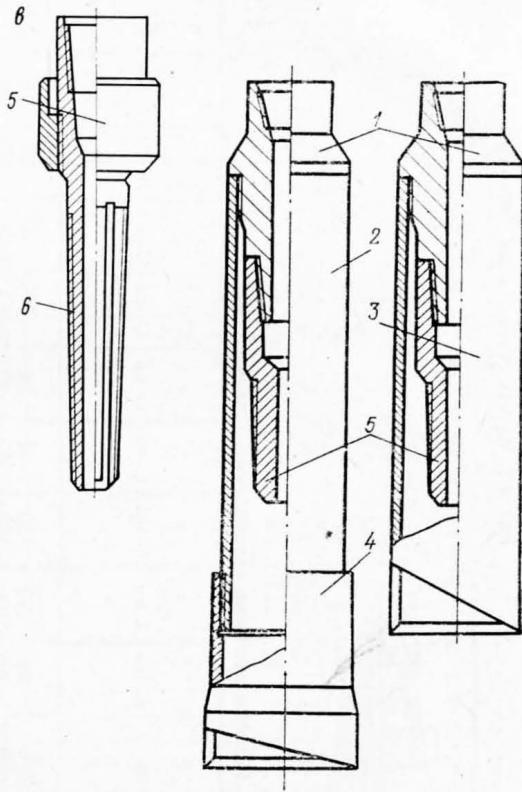


Рис. 4.5. Соединение метчика специального замкового с центрирующим приспособлением:

1 — головка; 2 — направление с резьбой; 3 — направление с вырезом; 4 — воронка; 5 — специальный метчик

12ХН, а для остальных — сталь марки 20Х. Допускается замена указанных марок сталей другими, но не ухудшающими качество метчиков.

На пояске метчика указывается товарный знак завода-изготовителя, шифр метчика, порядковый номер, дата выпуска (месяц, год). На рис. 4.4 и 4.5 приведены соединения соответствующих универсальных и специальных метчиков с центрирующими приспособлениями.

Метчики каждого типа изготавливают в зависимости от назначения с правой и левой резьбой. Метчики с правой резьбой применяют для извлечения оставшейся колонны целиком, а метчики с левой резьбой — для отвинчивания и извлечения колонны по частям. Метчики рекомендуется использовать в тех случаях, когда не удалось поднять колонну ловителем, когда в ходе ликвидации аварии требуются большие крутящие моменты и расхаживание бурильной колонны.

Выполнять ловильные работы метчиком желательно с установкой центрирующего приспособления. Порядок проведения ловильных работ с метчиком следующий.

После спуска ловильного инструмента на глубину 3—5 м выше верха бурильной колонны восстанавливают циркуляцию промывочной жидкости, уточняют вес колонны, давление промывочной жидкости и ее температуру. Нащупывают оставленную колонну на расчетной глубине. Нельзя спускать универсальный метчик на 80 см, а специальный метчик на 20 см ниже расчетной глубины соединения.

При попадании метчика внутрь колонны давление промывочной жидкости увеличивается, временно прекращается ее циркуляция и снижается вес колонны. Последующим медленным вращением ротора (на два-три оборота) с нагрузкой 10—20 кН закрепляют метчик. Рост давления вначале и последующее снижение его до величины, большей первоначальной, указывают на циркуляцию жидкости через долото. Метчик докрепляют с нагрузкой 20—30 кН при неполных (0,3—0,5 об.) оборотах стола ротора до «отдачи» (на 4—5 об.). Уменьшение нагрузки на крюке свидетельствует о том, что метчик соединился с бурильной колонной. Повышение температуры циркулирующего бурового раствора при большой длине извлекаемой части бурильной колонны указывает также на циркуляцию через забой. Затем начинают работы по освобождению колонны с расхаживанием и интенсивной промывкой.

При ловле метчиком колонны небольшой длины производят продолжительное крепление с увеличением нагрузки до 200 кН.

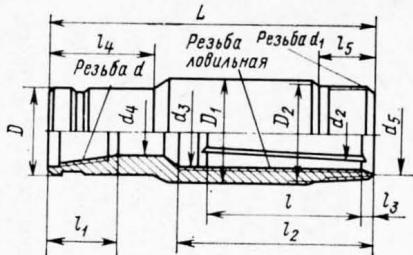
4.3.2. Метчик гладкий

Для извлечения предметов с внутренним круглым сечением и толщиной стенок не менее 15 мм применяют гладкие метчики. Они имеют форму обычных метчиков, но без ловильной резьбы. Конусность гладких метчиков равна от $0^{\circ}30'$ до 5° . Чем тверже предмет в месте захвата, тем меньшая конусность должна быть у ловильной части метчика.

Гладкие метчики, как правило, применяют для отвинчивания аварийной трубы и вместе с ней нескольких труб, чтобы потом надежно соединить их с муфтовой частью бурильного замка. Силы нагружения берут не более 200 кН, помня о том, что в случае необходимости освобождения гладкого метчика надо приложить силу, равную нагрузжению плюс 50—100 кН.

Ловильные работы гладким метчиком аналогичны работам с обычными метчиками.

Рис. 4.6. Колокол ловильный резьбовой



Размеры колоколов ловильных типа К

Таблица 4.5

Гипоразмер колокола	Резьба d		Резьба d_1		d_2 , мм	d_3 , мм	d_4 , мм	d_5 , мм	D , мм	D_1 , мм	D_2 , мм	I_1 , мм	I_2 , мм	I_{12} , мм	I_3 , мм	I_4 , мм	I_5 , мм	L , мм	Число ниток на 25,4 мм ловильной резьбы	Грузоподъемность, кН	Масса, кг	
	ГОСТ 5286-75	ГОСТ 7918-75	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80																		
K 42-25	—	—	3-50	60	—	42	25	25	50	65	65	60,30	260	102	—	6,90	—	56	385	10	250	6,5
K 50-34	—	3-50	60	—	50	34	31	52	65	65	60,30	250	70	265	1,70	—	56	340	10	350	5,0	
K 58-40	3-62	—	—	89	—	58	40	38	77	80	90	88,90	275	90	315	16,40	150	73	490	10	450	15,0
K 70-52	3-62	—	—	89	—	70	52	38	77	80	90	88,90	285	90	325	6,06	150	73	510	8	650	14,0
K 85-64	3-76	—	—	102	—	85	64	45	88	95	102	101,60	330	100	370	2,60	150	76	550	8	750	18,0
K 100-78	3-88	—	B114	—	100	78	56	107	108	122	120,65	340	110	380	6,06	170	80	595	8	850	26,5	
K 110-91	3-101	—	—	127	110	91	68	114	118	132	127,00	300	110	350	3,40	170	78	555	8	1000	26,5	
K 125-103	3-121	—	—	146	125	103	88	132	146	148	146,00	345	115	400	6,06	200	90	560	8	1100	31,0	
K 135-113	3-133	—	—	168	135	113	105	154	155	170	168,30	340	130	400	14,70	200	95	635	8	1250	33,0	
K 150-128	3-147	—	—	194	150	128	117	180	178	194	193,70	350	142	410	25,90	210	90	655	8	1350	49,0	
K 174-143	3-171	—	—	219	174	143	140	206	203	220	219,10	490	145	550	27,70	210	92	800	8	1500	83,0	

П р и м е ч а н и е. Примеры условных обозначений. Колокол с диаметрами $d_2=70$ мм и $d_4=52$ мм, правый: K 70-52 (ОСТ 26-02-1275-75); то же, левый: K 70-52Л (ОСТ 26-02-1275-75).

4. КОЛОКОЛА

4.4.1. Колокола ловильные типа К

Колокола ловильные типа К предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны бурильных труб или насосно-компрессорных труб с захватом их посредством навинчивания по наружной поверхности. Колокола рекомендуется применять в тех случаях, когда для ликвидации аварии требуется вращение и расхаживание бурильной колонны.

Колокола изготавливают по ОСТ 26-02-1275—75 (рис. 4.6, табл. 4.5 и 4.6).

В верхней части колокола нарезается резьба замковой муфты по ГОСТ 5286—75, в нижней части — внутренняя ловильная резьба, а снаружи — трубная резьба для соединения с направляющей воронкой. Ловильную резьбу цементируют на глубину 0,8—1,2 мм с последующей закалкой и отпуском до твердости $HRC=56\div62$. Колокола рассчитаны на захват не менее четырех раз, после чего их списывают.

Колокола изготавливают как с правыми резьбами и канавками, так и с левыми из стали марки 20Х, которую можно заменять сталью другой марки, но не ухудшающей качество колокола.

Ловильные работы колоколом не отличаются от работ метчиком. Во всех возможных случаях колокол надо спускать вместе с воронкой. Перед спуском замеряют величину захода колокола на захватываемую трубу и размер козырька воронки, а также составляют эскиз компоновки бурильной колонны с колоколом.

4.4.2. Колокола ловильные типа КСБ

Колокола ловильные сквозные предназначены для извлечения колонны бурильных труб путем захвата ее на замок, муфту или утяжеленную бурильную трубу посредством нарезки на них резьбы. Конструкция колокола ловильного (рис. 4.7, табл. 4.7) допускает пропуск через него сломанной или нарушенной трубы.

Эти колокола изготавливают двух видов: с резьбой под воронку в зоне ловильной резьбы и без нее, а также с правыми присоединительными резьбами и левыми. Требования к изготовлению такие же, как и для колоколов ловильных типов К.

Колокол ловильный сквозной присоединяют к бурильной колонне через приемную трубу, являющуюся обсадной трубой или ее частью, для чего в верхней части колокола выполнена соответствующая трубная резьба.

Закрепление колокола сквозного на элементе бурильной колонны и ловильные работы им производятся аналогично таким же работам колоколом типа К.

Колокола ловильные сквозные изготавливают по ОСТ 26-02-909—73.

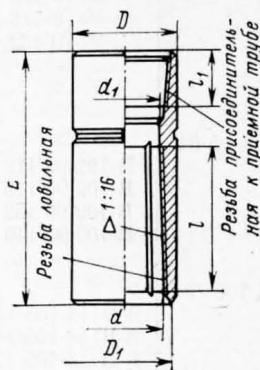


Рис. 4.7. Колокол ловильный сквозной

Таблица 4.6

Применимость ловильных колоколов типа К

Типоразмер колокола	Типоразмер воронки по ОСТ 26-02-1312-75	Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм		Назначение колокола	Допустимый диапазон захватываемых колоколом диаметров (минимум—максимум), мм
		необсаженной (по диаметру)	обсаженный (условный размер обсадной колонны)		
К 42-25	B-60-50/90		114	Для захвата насосно-компрессорных труб условным диаметром 33 мм	33—38
	B-60-50/100		127		
	B-60-50/112		140		
	B-60-50/118		146		
	B-60-50/132		168		
К 50-34	B-60-50/90		114	То же условным диаметром 42 мм	42—46
	B-60-50/100		127		
	B-60-50/112		140		
	B-60-50/118		146		
	B-60-50/132		168		
К 58-40	—		114	То же условным диаметром 48 мм	48—54
	B-89-70/100		127		
	B-89-70/112		140		
	B-89-70/118		146		
	B-89-70/132		168		
К 70-52	—	97,0 + 108,0	114	Для захвата насосно-компрессорных и бурильных труб условным диаметром 60 мм	60—67
	B-89-70/100	108,0 + 118,0	127		
	B-89-70/112	118,0 + 132,0	140		
	B-89-70/118	132,0 + 140,0	146		
	B-89-70/132	140,0 + 151,0	168		
К 85-64	—	108,0 + 118,0	127	То же условным диаметром 73 мм	73—82
	B-102-90/112	118,0 + 132,0	140		
	B-102-90/118	132,0 + 140,0	146		
	B-102-90/132	140,0 + 151,0	168		
	B-102-90/140	151,0 + 161,0	178		
К 100-78	—	132,0 + 140,0	146	Для захвата насосно-компрессорных и бурильных труб условным диаметром 89 мм	89—97
	B-B114-105/132	140,0 + 151,0	168		
	B-B114-105/140	151,0 + 161,0	178		
	B-B114-105/150	161,0 + 190,0	194		
	B-B114-105/180	190,0 + 214,0	219		

Продолжение табл. 4.6

Типоразмер колокола	Типоразмер воронки по ОСТ 26-02-1312-75	Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм		Назначение колокола	Допустимый диапазон захватываемых колоколом диаметров (минимум—максимум), мм
		необсаженной (по диаметру)	обсаженной (условный разрез обсадной колонны)		
К 110-91	—	140,0 + 151,0	168	То же условным диаметром 102 мм, за исключением высадки бурильных труб	102—108
	B-127-110/140	151,0 + 161,0	178		
	B-127-110/150	161,0 + 190,5	194		
	B-127-110/180	190,0 + 214,0	219		
К 125-103	—	161,0 + 190,5	194	То же условным диаметром 114 мм, за исключением высадки бурильных труб и за высадку бурильных труб 102 мм	114—121
	B-146-128/180	190,0 + 214,0	219		
	B-146-128/200	214,0 + 244,5	245		
	B-146-128/236	244,5 + 269,0	273		
К 135-115	B-168-150/180	190,5 + 214,0	219	Для захвата бурильных труб условным диаметром 127 мм и за высадку бурильных труб 114 мм	127—132
	B-168-150/200	214,0 + 244,5	245		
	B-168-150/236	244,5 + 269,0	273		
К 150-128	—	214,0 + 244,5	245	То же условным диаметром 140 мм	140—147
	B-194-175/236	244,5 + 269,0	273		
	B-194-175/250	269,0 + 285,0	299		
	B-194-175/265	285,0 + 311,1	324		
	B-194-175/280	311,1 + 320,0	340		
	B-194-175/300	320,0 + 346,0	351		
	B-194-175/315	346,0 + 349,2	377		
	B-194-175/335	349,2 + 393,7	407		
	B-194-175/355	393,7 + 490,0	426		

Типоразмер колокола	Типоразмер воронки по ОСТ 26-02-1312-75	Диаметр скважины в месте обрыва колонны, мм		Назначение колокола	Допустимый диапазон захватываемых колоколом диаметров (минимум—максимум), мм
		необсаженной (по диаметру)	обсаженной (условный размер обсадной колонны)		
K 174-143	B-219-195/236 B-219-195/250 B-219-195/265 B-219-195/280 B-219-195/300 B-219-195/335 B-219-195/355 B-219-195/375 B-219-195/400 B-219-195/425 B-219-195/450	244,5 + 269,0 269,0 + 285,0 285,0 + 311,1 311,1 + 320,0 320,0 + 346,0 349,2 + 393,7 393,7 + 394,0 444,5 + 445,0 445,0 + 469,9 469,9 + 486,0 486,0 + 508,0	273 299 324 340 351 407 426 — — 508 —	Для захвата бурильных труб условным диаметром 168 мм и за высадку труб 140 мм	154—171

4.4.3. Колокола гладкие

Для извлечения труб всех видов и размеров, а также их соединений и других предметов, имеющих круглое сечение, с захватом за верхнюю часть применяют гладкий колокол (рис. 4.8).

Гладкий колокол представляет собой колокол с внутренней конической поверхностью от $0^{\circ}30'$ до 5° , но без ловильной резьбы. Величину конусности выбирают в зависимости от твердости поверхности извлекаемого предмета на участке захвата колоколом: чем тверже поверхность, тем меньше угол конусности.

Широкое использование нашли колокола с конусностью от $0^{\circ}40'$ до 2° . Основные размеры наиболее распространенных колоколов для извлечения бурильных колонн с захватом за трубу или замок приведены в табл. 4.8.

Гладкий колокол изготавливают из сталей марок 40ХН, 45У, 200Х, 15Х без последующей термической обработки.

Ловильные работы проводят следующим образом. Гладкий колокол спускают в скважину и останавливают, на расстоянии 3—5 м до верха извлекаемых труб. Циркуляцию бурового раствора восстанавливают и выравнивают его параметры, затем устанавливают минимальную циркуляцию. Гладкий коло-

Рис. 4.8. Колокол ловильный гладкий

Таблица 4.7

Размеры колоколов ловильных сквозных бурильных

Типоразмер колокола	Резьба присоединительная по ГОСТ 632-80		$d \pm 0,5$, мм	d_1 , мм	$D \pm 0,5$, мм	D_1 , мм	D_2 , мм	$L \pm 5$, мм	$l \pm 5$, мм	l_1 , мм	l_2 , мм	Масса, кг
	к приемной трубе	к воронке										
КСБ-115-1	114	—	115	94	140	134	—	460	330	75	—	25
КСБ-125-1	127	—	125	106	148	142	—	440	300	80	—	26
КСБ-125-2	127	146	125	106	148	134	146,0	440	300	80	90	26
КСБ-145-1	146	—	145	121	175	168	—	545	380	85	—	46
КСБ-145-2	146	178	145	121	180	155	177,8	545	380	85	95	53
КСБ-160-1	168	—	160	135	190	170	—	550	400	90	—	51
КСБ-160-2	168	194	160	136	195	170	193,7	550	400	90	88	57
КСБ-180-1	178	—	180	155	220	198	—	560	400	90	—	74
КСБ-180-2	178	219	180	155	220	198	219,1	560	400	90	90	74
КСБ-195-1	194	—	195	168	220	214	—	575	430	90	—	57
КСБ-195-2	194	219	195	168	220	214	219,1	575	430	90	90	57
КСБ-210-1	219	—	210	185	245	239	—	550	380	98	—	28
КСБ-210-2	219	245	210	185	245	224	244,5	550	380	98	98	26

Таблица 4.8

Размеры (см. рис. 4.8), мм	Извлекаемые предметы									
	замок				бурильные трубы условного диаметра, мм					
	ЗН-95	ЗН-108	ЗШ-146	ЗШ-178	60	73	89	114	127	140
d	95	108	146	178	80	108	108	146	178	197
d_1	86	100	146	172	54	67	84	109	122	135
d_2	97	110	148	182	62	75	92	117	130	143
d_3	102	116	154	188	56	82	100	125	138	149
d_4	118	136	180	212	86	108	135	152	175	197
d_5	45	58	80	101	36	54	54	80	95	85—95
l	470	430	340	430	430	340	340	340	340	340
l_1	130	130	150	175	120	160	130	150	156	156
L	750	730	670	800	600	620	630	650	650	650

кол допускают и заводят в него извлекаемые трубы. Вхождение последних отличается повышением давления раствора, после чего нагружают извлекаемые трубы нагрузкой 10 кН и поворачивают бурильную колонну на 15—20 об. Затем плавно нагружают гладкий колокол с силой 300—500 кН, но не превышая нагрузки, при которых может произойти разрыв тела колокола. Если нельзя поднять извлекаемый предмет, то устанавливают ванну или проводят другие виды ловильных работ. Для освобождения гладкого колокола натягивают бурильную колонну с усилием, превышающим ее нагрузжение на 50—60 кН, и делают попытки повернуть колонну.

4.5. ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ К ЛОВИЛЬНОМУ ИНСТРУМЕНТУ

Центрирующие приспособления к ловильному инструменту предназначены для взаимной ориентации в скважине ловильного инструмента и извлекаемого объекта.

Примерные схемы соединения центрирующих приспособлений с ловильным инструментом, а также общие виды каждого приспособления в отдельности показаны на рис. 4.9. К центрирующим приспособлениям относятся: головка, направление с резьбой под воронку, направление с вырезом, воронка и кольцо (табл. 4.9, 4.10, 4.11 и 4.12).

Центрирующие приспособления изготавливают двух видов: правые и левые. Центрирующие приспособления изготавливают из трубных заготовок в соответствии с требованием ОСТ 26-02-1312—75. Головки должны подвергаться термической обработке — закалке с отпуском на твердость HB-241—285. Направления с вырезом и с резьбой под воронку должны быть цельными. Резьба на деталях центрирующих приспособлений должна отвечать требованиям соответствующих ГОСТов.

На пояске, проточенном на наружной поверхности центрирующего приспособления, выбиваются товарный знак завода-изготовителя, буквенно-цифровая часть условного обозначения, порядковый номер изделия и дата выпуска (месяц, год).

Центрирующие приспособления подбирают для каждого типоразмера ловильного инструмента по специальной таблице.

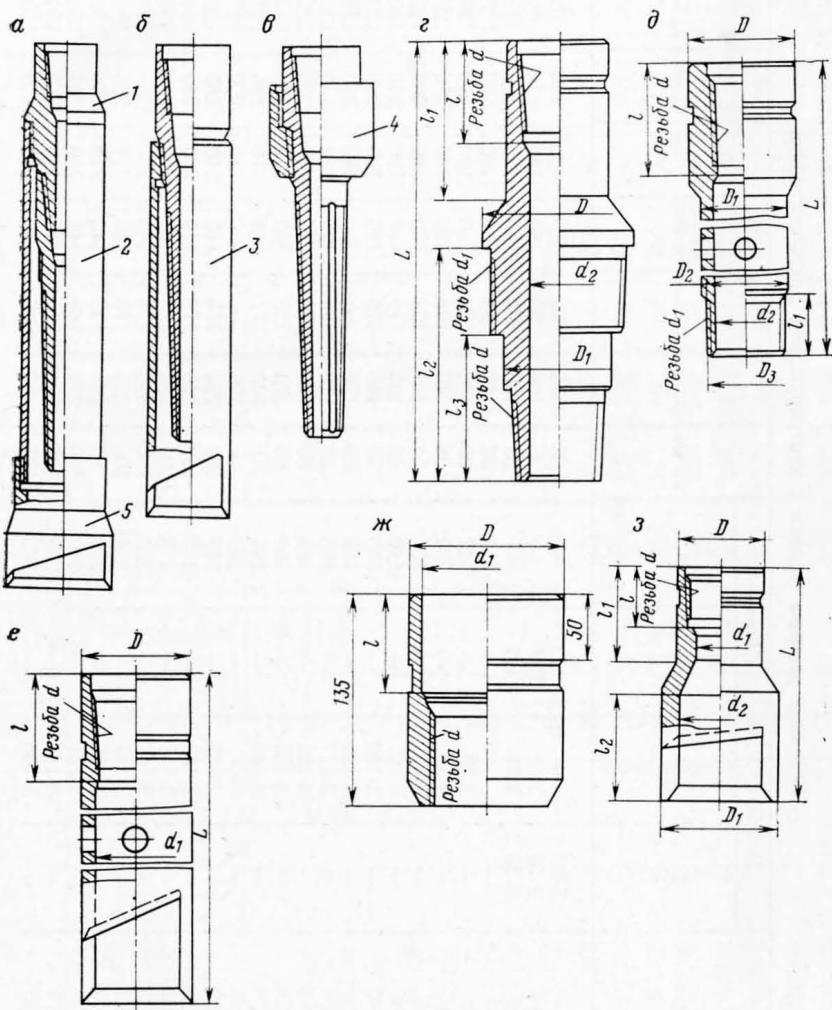


Рис. 4.9. Центрирующие приспособления к ловильному инструменту:

а — схема соединения метчика с головкой и направлением с воронкой; б — схема соединения метчика с направлением, имеющим вырез внизу; в — схема соединения метчика с кольцом; г (1) — головка; д (2) — направление с резьбой под воронку; е (3) — направление с вырезом; ж (4) — кольцо; з (5) — воронка

Таблица 4.9

Основные размеры головки к центрирующему приспособлению

Типоразмер головки	Резьба d		Резьба d_1		d_2 , мм	D , мм	D_1 , мм	l , мм	l_1 , мм	l_2 , мм	l_3 , мм	L , мм	Масса, кг									
	ГОСТ 7918-75		ГОСТ 5286-75																			
	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80																		
Г-3-50/73	3-50	—	73	—	28	75	65	70	180	155	85	370	≤6,0									
Г-3-62/Б89	3-76	3-62	—	Б89	25	106	80	80	180	170	95	400	≤12,0									
Г-3-76/102	3-76	3-76	—	102	32	106	90	100	180	195	115	410	≤15,5									
Г-3-76/114	—	—	—	—	114	32	118	95	100	180	200	115	420	≤18,5								
Г-3-88/127	—	3-88	—	—	127	38	132	108	110	180	210	120	430	≤30,0								
Г-3-88/140	—	3-88	—	—	140	38	140	108	110	180	210	120	430	≤26,0								
Г-3-92/127	—	3-92	—	—	127	54	132	108	100	180	205	115	430	≤21,0								
Г-3-101/140	—	3-101	—	—	140	62	140	118	110	180	210	120	425	≤23,0								
Г-3-102/140	—	3-102	—	—	140	70	140	120	110	180	210	120	425	≤20,5								
Г-3-102/168	—	3-102	—	—	168	70	170	—	—	180	220	120	465	≤32,0								
Г-3-117/168	—	3-117	—	—	168	58	170	140	125	210	230	130	485	≤42,0								
Г-3-121/168	—	3-121	—	—	168	80	170	146	120	210	225	125	480	≤38,0								
Г-3-133/168	—	3-133	—	—	168	95	170	155	130	210	240	140	485	≤35,0								
Г-3-140/194	—	3-140	—	—	194	70	200	172	135	210	245	145	580	≤64,0								
Г-3-147/194	—	—	—	—	194	—	200	—	—	210	250	145	505	≤55,0								
Г-3-147/219	—	3-147	—	—	219	100	224	178	140	210	255	150	525	≤67,0								
Г-3-147/245	—	3-147	—	—	245	100	250	178	140	210	255	150	550	≤81,0								
Г-3-147/273	—	3-147	—	—	273	100	280	178	140	210	255	150	575	≤97,0								
Г-3-147/299	—	3-147	—	—	299	100	300	178	140	210	255	150	595	≤109,0								
Г-3-147/324	—	3-147	—	—	324	100	335	178	140	210	255	150	625	≤152,0								
Г-3-152/219	—	3-152	—	—	219	89	224	197	140	210	255	150	515	≤76,0								
Г-3-161/219	—	3-161	—	—	219	120	224	185	140	210	255	150	525	≤56,0								
Г-3-171/219	—	3-171	—	—	219	127	224	203	140	210	255	150	505	≤69,0								
Г-3-189/245	—	3-189	—	—	245	127	250	212	140	210	255	150	525	≤83,0								

Таблица 4.10

Основные размеры направления с резьбой под воронку

Типоразмер направления с резьбой под воронку	Резьба d , мм		Резьба d_1 , мм		d_2 , мм	l , мм	l_1 , мм	D , мм	D_1 , мм	D_2 , мм	D_3 , мм	L , мм	Масса, кг
	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80									
H-73/89-69	73	—	89	—	69	75	75	89	89	88,9	78	600	<12,0
H-89/102-88	89	—	102	—	88	85	80	108	108	101,6	90	700	<16,0
H-B89/102-88	B89	—	102	—	88	85	80	108	108	101,6	90	850	<18,5
H-102/114-98	102	—	—	114	98	85	80	115	115	114,3	103	850	<18,0
H-114/114-102	—	114	—	114	102	90	80	124	118	114,3	103	950	<19,5
H-114/127-110	—	114	—	127	110	90	—	127	127	127,0	114	800	<18,5
H-127/140-127	—	127	—	140	127	90	90	140	140	139,7	128	1100	<24,0
H-140/140-127	—	140	—	140	127	95	90	158	145	139,7	128	1100	<33,5
H-168/168-150	—	168	—	168	150	100	95	180	170	168,3	155	750	<28,0
H-168/173-164	—	168	—	178	164	100	95	180	180	177,8	165	1050	<32,0
H-14/194-175	—	194	—	194	175	105	100	210	202	193,7	180	900	<50,0
H-194/219-195	—	194	—	219	195	105	100	220	220	219,1	206	1250	<80,0
H-219/245-220	—	219	—	245	220	110	100	245	245	244,5	230	1250	<89,0
H-245/273-245	—	245	—	273	245	110	—	273	273	273,0	260	1150	<98,0
H-273/299-270	—	273	—	299	270	110	105	299	299	298,5	285	1270	<128,0
H-299/324-300	—	299	—	324	300	110	105	324	324	323,9	310	1270	<117,0
H-324/340-320	—	324	—	340	320	110	105	340	340	339,7	326	1270	<100,0

Таблица 4.11

**Основные размеры направления с вырезом
к центрирующему приспособлению**

Типоразмер направления с вырезом	Резьба d , мм		d_1 , мм	l , мм	D , мм	L , мм	Масса, кг
	ГОСТ 633—80	ГОСТ 632—80					
HB-73-69/89	73	—	69	75	89	750	≤12,0
HB-102-98/114	102	—	98	85	114	1050	≤19,0
HB-114-110/132	—	114	110	90	132	1000	≤28,5
HB-127-119/140	—	127	119	90	140	1300	≤45,0
HB-168-156/180	—	168	156	100	180	1350	≤70,0
HB-219-217/245	—	219	217	110	245	1450	≤115,0
HB-245-245/273	—	245	245	110	273	1500	≤129,0
HB-273-271/299	—	273	271	110	299	1550	≤92,0
HB-299-301/326	—	299	301	110	325	1600	≤142,0
HB-324-319/351	—	324	319	110	351	1600	≤200,0

Таблица 4.12

Основные размеры кольца к центрирующему приспособлению

Типоразмер кольца	Резьба d , мм		d_1 , мм	l , мм	D , мм	Масса, кг
	ГОСТ 633—80	ГОСТ 632—80				
K-73-100	73	—	85	68	100	≤3,0
K-89-112	89	—	98	60	112	≤3,5
K-102-118	102	—	112	58	118	≤3,0
K-102-132	102	—	112	58	132	≤5,5
K-114-132	—	114	125	60	132	≤5,0
K-114-140	—	114	125	60	140	≤6,0
K-114-150	—	114	125	60	150	≤7,0

4.6. ТРУБОЛОВКИ

4.6.1. Труболовка внутренняя освобождающаяся для труб (ТВО)

Труболовка типа ТВО предназначена для извлечения из скважины обсадных труб или частей обсадных колонн, бурильных труб с равнопротивным внутренним каналом, а также может использоваться как пакер при периодической опрессовке превенторов и устьевой части скважины и для исправления неудачных цементирований.

Труболовка (рис. 4.10) состоит из присоединительного переводника 1 с замковой резьбой вверху, корпуса 4, ловильной втулки 5, которая с по-

мощью прямоугольной резьбы соединена с гайкой 2, подвижного конуса 7, резинового уплотнительного элемента 8 и направляющего наконечника 9. Гайка соединена с корпусом шпонкой 3. Шпонка 6 предназначена для передачи крутящего момента от корпуса к ловильной втулке через конус после натяжения и поворота бурильной колонны, на которой труболовка спускается в скважину.

Ловильная втулка выполнена в виде кольца с продольными пазами, позволяющими ей уменьшаться в диаметре при входе внутрь трубы. В нижней части она имеет заходный конус и внутреннюю коническую поверхность с углом конуса 7° . Наружный диаметр ловильной втулки на 1—5 мм больше внутреннего диаметра извлекаемой трубы. Подвижный конус 7 имеет конусность, как у ловильной втулки, и свободно перемещается по корпусу.

Труболовка работает следующим образом. Для захвата извлекаемых труб труболовку допускают до их верха. Скважину промывают и одновременно заводят труболовку внутрь трубы, что легко выполняется благодаря конусному направляющему наконечнику. При дальнейшем спуске труболовки переводник 1, упираясь своим нижним торцом в гайку, соединенную с ловильной втулкой, заталкивает последнюю в трубу. Аварийная колонна захватывается на любом удобном расстоянии от торца упавшей колонны. Известен случай пропуска труболовки на 990 м внутрь упавших труб, захвата их за нижнюю часть, расхаживания и извлечения колонны длиной 1700 м. Натяжением бурильной колонны с труболовкой подвижный конус 7, упираясь в резиновый элемент 8, сжимает его, герметизирует кольцевое пространство и затем расклинивает ловильную втулку 5. После этого извлекают упавшие трубы.

При расхаживании прихваченной обсадной колонны разгружать бурильную колонну ниже ее собственного веса не рекомендуется. Верхнюю границу натяжения обсадной колонны надо выбирать исходя из прочности труб. Желательно первоначальное натяжение извлекаемой обсадной колонны производить с наименьшей скоростью, а еще лучше — на аварийном приводе.

Развинчивать обсадные колонны с помощью левой труболовки необходимо при захвате трубы на 1—3 м выше резьбового соединения и при натяжке не менее 50—60 кН.

Опрессовку приустьевой части обсадной колонны производят сле-

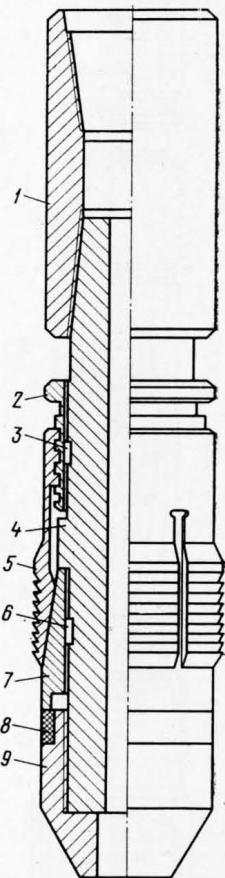


Рис. 4.10. Труболовка внутренняя освобождающаяся типа ТВО для обсадных труб

дующим образом. Труболовку спускают на бурильных трубах на 20—50 м от устья, после чего глинистый раствор заменяют водой. Натягивают бурильную колонну с усилием, превышающим ее вес на 50—60 кН. При этом пространство между обсадными и бурильными трубами герметизируется резиновым элементом. Закрытием превентора и концевых задвижек обвязки противовыбросового оборудования герметизируют при-

утьевую часть обсадной колонны. Цементировочным агрегатом создается требуемое давление опрессовки между бурильными и обсадными трубами. После окончания опрессовки давление сбрасывается, открывается превентор и труболовка освобождается.

Труболовка во всех случаях освобождается следующим образом: бурильную колонну разгружают на 50—100 кН ниже собственного веса и врачают на 20—30 об. вправо. Труболовки типа ТВО — самые распространенные и надежные в работе. Их изготавливают для труб диаметром 140—324 мм.

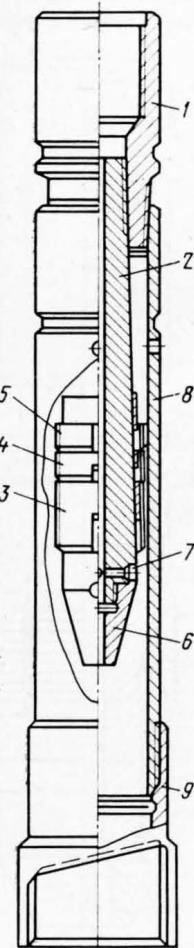
4.6.2. Труболовка внутренняя универсальная (ТВУ)

Труболовки типа ТВУ предназначены для извлечения из скважин труб и других предметов, имеющих внутри цилиндрическое отверстие. Ими преимущественно извлекают насосно-компрессорные, бурильные и обсадные трубы. Труболовка (рис. 4.11) состоит из переводника 1, корпуса 2, трех ловильных втулок 3, 4 и 5, наконечника 6, манжеты 7, направления 8 и воронки 9.

Корпус труболовки выполнен в виде конуса, переходящего в верхней части в цилиндр и суженного внизу. Резьба на корпусе обратная по отношению к резьбе соединений колонны, на которой труболовка спускается в скважину. Максимальный наружный диаметр конической части корпуса на 2—4 мм меньше внутреннего диаметра извлекаемых труб. Каждая втулка имеет наружную цилиндрическую и внутреннюю коническую поверхности. У каждой ловильной втулки один полный из двух-трех неполных продольных разрезов. Благодаря этому втулки сжимаются, уменьшаясь в диаметре. Наружный диаметр каждой ловильной втулки на 0,5—4 мм превышает внутренний диаметр аварийных труб.

Труболовка работает следующим образом. Труболовку доспускают до верха извлекаемых труб, восстанавливают циркуляцию, замеряют давление, прекращают циркуляцию, затем заводят трубу в направление и спускают дальше. При этом корпус

Рис. 4.11. Труболовка внутренняя универсальная типа ТВУ для насосно-компрессорных и бурильных труб



труболовки входит в трубу, ловильные втулки сжимаются и тоже входят в трубу. Циркуляция в случае необходимости восстанавливается или прекращается. При последующем подъеме корпус труболовки заклинивается ловильными втулками, прижатыми силой упругости к захватываемой трубе, и аварийные трубы поднимаются.

В случае надобности труболовку освобождают следующим образом: ее натягивают с усилием, превышающим на 30—100 кН вес колонны, и вращают, при этом корпус отсоединяется от переводника по левой резьбе и опускается вниз. Освобожденные ловильные втулки не мешают проведению дальнейших работ.

Труболовками в обсадных колоннах можно работать без направления с воронкой. Простота изготовления, надежный и равномерный захват извлекаемой трубы по всему ее периметру, создание герметичности за счет резинового элемента и смещения полных разрезов ловильных втулок друг относительно друга на 120° — эти достоинства способствуют применению труболовки при ликвидации многих аварий.

Труболовки изготавливают для труб диаметром 60,3—140 мм.

4.6.3. Труболовка внутренняя извлекаемая (ТВИ)

Труболовка типа ТВИ предназначена для тех же целей, что и труболовка типа ТВУ, и имеет аналогичную конструкцию (рис. 4.12). В отличие от последней она имеет одну ловильную втулку с неполными чередующимися двусторонними разрезами и захватными крючками. Кроме того, переводник обладает захватными пальцами, а резьбовые соединения — направлениями, соответствующими резьbam бурильных труб. Благодаря отличительным особенностям упрощается освобождение труболовки, и она извлекается полностью.

Перед спуском в скважину ловильную втулку устанавливают так, чтобы тыловая часть крючка упиралась в палец переводника, в этом положении ее и закрепляют на конусе. Для освобождения труболовки от прихваченных труб корпус резко опускают в нижнее положение и поворачивают вправо. При этом пальцы переводника зайдут в проушины захватных крючков. В процессе подъема колонны труб ловильная втулка удерживается на пальцах и извлекается совместно с корпусом.

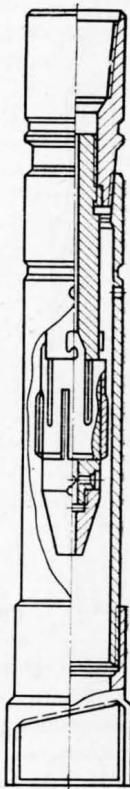


Рис. 4.12. Труболовка внутренняя извлекаемая типа ТВИ для насосно-компрессорных и бурильных труб

4.7. ФРЕЗЕРЫ

4.7.1. Райбер — фрезер прогрессивного резания типа (РПМ)

Райбер-фрезер прогрессивного резания предназначен для прорезания окон в обсадной колонне для бурения второго ствола. Этот фрезер (рис. 4.13) сконструирован и изготавливается для замены специальных фрезеров — райберов, которые для одного диаметра обсадной колонны имеют три типоразмера.

Т а б л и ц а 4.13
Техническая характеристика райберов-фрезеров
типа РПМ

Шифр	Габаритные размеры, мм		Присоединительная резьба (ГОСТ 5286—75)	Масса, кг
	$D \pm 0.5$	L		
РПМ-146	121	486	3-76	25,2
РПМ-168	143	542	3-88	38,5
РПМ-219	193	626	3-117	79,3
РПМ-273	246	726	3-117	152,3

П р и м е ч а н и е.
Частота вращения ротора, об/мин <100
Нагрузка при прохождении первого метра, кН <10
Максимальная нагрузка на райбера-фрезеры, кН:
РПМ-146 и РПМ-168 <20
РПМ-219 и РПМ-273 <40
Райбера-фрезеры изготавливают по отраслевым техническим условиям ТУ 26-02-48-72.

Рис. 4.13. Райбер-фрезер прогрессивного резания типа РПМ

Райбер прогрессивного действия (табл. 4.13) является трехступенчатым, режущего типа, с определенным соотношением размеров и перекрывающимися рабочими гранями фрезером. Режущие элементы фрезера изготовлены из пластин высокопрочного твердого сплава марки ТТ7К12 или Т5К12В, вставленных в пазы и припаянных латунной проволокой диаметром 2 мм по всей длине пластины. Эти элементы выступают над телом корпуса на 3—4 мм.

4.7.2. Фрезеры колонные конусные типа ФКК

Фрезеры колонные конусные типа ФКК применяют для фрезерования поврежденных участков обсадных колонн. Фрезеры изготавливают двух видов: с боковыми промывочными отверстиями (рис. 4.14, а), а также с боковыми и центральными промывочными отверстиями (рис. 4.14, б). Первые делают диаметром до 167 мм, а остальные — большим диаметром. Основные размеры фрезеров должны соответствовать требованиям ОСТ 26-02-650—72 (табл. 4.14).

Режущую часть фрезеров армируют пластинами из твердого сплава марки ВК8В, вставленными в пазы и припаянными латунным прутком марки Л-63 или ЛМЦ (ГОСТ 2060—73). Смятые и сломанные поверхности труб фрезеруют при следующем режиме:

Частота вращения ротора, об/мин	60—120
Осевая нагрузка, кН	<5
Равномерное повышение осевой нагрузки в начальный период фрезерования, кН	<20
Количество прокачиваемой жидкости, л/с	>12

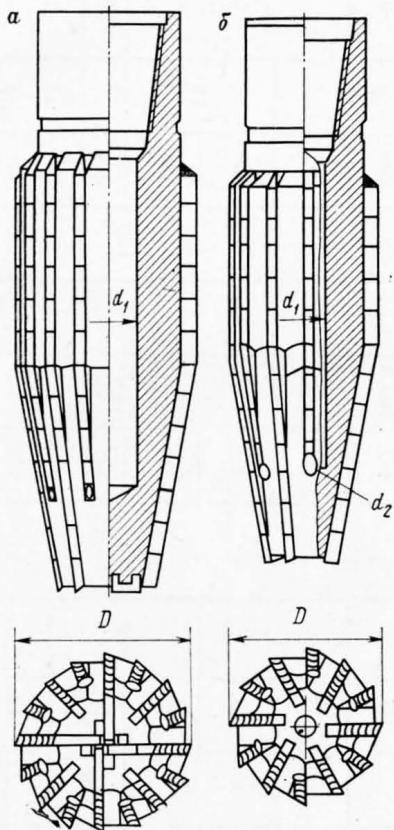


Рис. 4.14. Фрезеры колонные конусные:

а — с боковыми промывочными отверстиями; б — с боковыми и центральными промывочными отверстиями

Через каждый 1 м проходки, но не более чем через 20 мин работы на поврежденном участке производят отрыв и приподъем фрезера не меньше чем на 13—15 м над местом фрезерования.

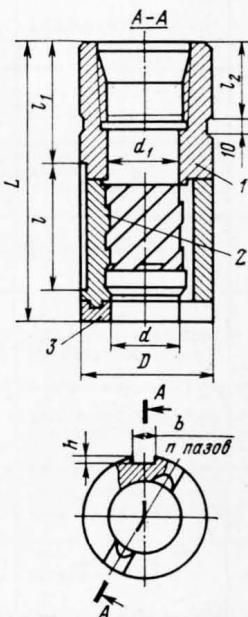


Рис. 4.15. Фрезер кольцевой:

1 — головка; 2 — корпус; 3 — режуще-истирающий участок

4.7.3. Фрезеры кольцевые типа ФК

Фрезеры кольцевые типа ФК предназначены для оффрезерования прихваченных бурильных, насосно-компрессорных труб и насосных штанг. Фрезер типа ФК (рис. 4.15) представляет собой составную конструкцию,

Таблица 4.1

Шифр фрезера	Рисунок	Диаметр, мм			Длина, мм	Масса, кг
		Наружный диаметр (по зубьям) $D \pm 1,4$	шейки d	осевого канала $d_1 \pm 0,6$		
ФКК 93	93,3	25	12	—	350	288
ФКК 97	97,3	28	—	—	352	103,0
ФКК 106	106,0	30	—	—	373	147
ФКК 115	114,7	32	13	—	428	—
ФКК 121	120,7	35	14	—	431	—
ФКК 127	127,0	38	—	—	428	128,0
ФКК 137	137,3	42	—	—	354	172
	113	15	—	—	351	120
					348	348
					14	7
					351	351
					3-62	3-62
					5	5
					10	10
					295	295
					122	122
					288	288
					8	8
					4	4
					—	—
					<12	<12
					<15	<15
					<17	<17
					<21	<21
					<24	<24
					<27	<27
					<37	<37
					3-88	3-88

Рис. 4.14, а

ФКК-143		143,3		45			460			380				<40
ФКК 149		149,3	118	50	16		475	154,0	173	135	400	16	8	3-101 <45
ФКК 167		166,7		60		18	510		198		407	18	9	<57
ФКК 192		192,1	146		70		26	573		150	455			3-121 <75
ФКК 198		198,1					28	575	222		480	20	10	<79
ФКК 217		216,5		90		20	38	617		246		520	24	<115
ФКК 223		222,5	178				42	620		175				3-147 <121
ФКК 245		245,1		95			50	680	204,5	270	588	26	13	<150
ФКК 272		272,5		100			40	742	230,0	295	645			<182
ФКК 298		297,9	203		105		50	805		185	705			3-171 <215
ФКК 312		311,7					60	812	255,5	319	712	28	14	<220

Рис. 4.14, б

Таблица 4.15

Типоразмер фрезера	D , мм	d_1 , мм	d_2 , мм	Присоединительная резьба (ГОСТ 631—75), мм	L , мм	l , мм	l_1 , мм	l_2 , мм	h , мм	Масса, кг
ФК 90×61	90	61	61	73	300	170	115	85	16	2,5
ФК 95×74	95	74	75	—	160	100	45	20	16	2,0
ФК 104×75	104	75	76	89	300	170	115	85	16	2,5
ФК 112×82	112	82	83	—	180	120	45	20	18	2,5
ФК 118×89	118	89	90	102	320	185	120	90	18	2,5
ФК 124×96	124	96	97	—	180	120	45	20	20	2,5
ФК 136×102	136	102	102	114	350	205	130	100	24	3,0
ФК 140×110	140	110	111	127	350	205	130	100	24	3,0
ФК 150×122	150	122	123	—	200	140	45	20	24	3,0
ФК 160×133	160	133	134	—	240	180	45	20	24	3,0
ФК 190×152	190	152	152	168	370	210	145	115	24	3,0
ФК 210×179	210	179	180	—	260	200	45	20	28	3,0
ФК 248×205	248	205	206	—	270	210	45	20	30	3,0

Таблица 4.16

Типоразмер фрезера	Диаметр обсадных труб, мм (ГОСТ 632—80)		Максимальные наружные диаметры оправляемых труб, мм		Типоразмер приемной трубы
	условный	минимальный внутренний	бурильных (ГОСТ 631—75)	насосно-компрессорных (ГОСТ 633—80)	
ФК 90×61	114	96,3	—	48	73×7
ФК 95×74		100,3	67,46 (B 60)	65,9 (B 60)	89×7
ФК 104×75	127	109,0	67,46 (B 60)	65,9 (60)	89×7
ФК 112×82	140	117,7	73	73	192×9
ФК 118×89	140	124,0	81,76 (B 73)	78,6 (B 73)	102×7
	146				по ГОСТ 631—75
ФК 124×96	146	130,0	89	88,9 (89)	114×8
ФК 136×102	168	140,3	97,13 (B 89)	95,25 (B 89)	114×7
ФК 140×110	168	146,3	101,6 (102)	101,6 (102)	127×8
	178				
ФК 150×122	168	154,3	114,3 (B 102, 114)	114,3 (114)	140×9
	178				
ФК 160×133	194	165,7	127 (B 114, 127)	120,65 (B 114)	146×6,5 (ГОСТ 632—80)
ФК 190×152	219	195,1	140	—	168×8 (ГОСТ 631—75)
ФК 210×179	245	216,5	168,3 (168)	—	194×7 (ГОСТ 632—80)
ФК 248×205	273	253,1	168,3	—	219×7

состоящую из головки 1 с присоединительной резьбой под соответствующие трубы, корпуса 2 с винтовыми пазами внутри и режуще-истирающим участком на торце, армированным дробленым металлокерамическим твердым сплавом марки ВК-8 с размерами частиц в пределах 1—4 мм.

Фрезеры изготавливают как правыми, так и левыми. Направление винтовых пазов корпуса обратное направлению присоединительной резьбы головки.

Резьбовая головка и корпус выполнены из стали марки 40. Частицы дробленого твердого сплава не должны выступать из-под припоя. Сварку головки с корпусом нужно производить электродами УОНИ 13/45-342А или проволокой Св-08.

В табл. 4.15 приведены основные размеры кольцевых фрезеров, а в табл. 4.16 — их применяемость.

Режим работы кольцевого фрезера

Осевая нагрузка, кН	10—50
Частота вращения, об/мин	50—90
Подача насоса, л/с	10—12
Число отрывов фрезера при работе в течение 1 ч	2—3

Фрезеры кольцевого типа ФК изготавливают по ОСТ 26-02-1296—75. На проточном пояске выбивают товарный знак завода-изготовителя, шифр фрезера, порядковый номер и дату выпуска (месяц и год).

4.7.4. Фрезеры забойные

Фрезеры забойные (рис. 4.16) предназначены для торцевого расфрезерования металлических предметов, оставленных в скважине. Фрезеры забойные режуще-истирающие типа ФЗ изготавливают по ОСТ 26-02-1011—74.

Корпус фрезера выполняют из стали марки 40 по ГОСТ 1050—74. Торцевая часть его запрессована режущими пластинами из металлокерамического твердого сплава марки ВК-8 и заплавлена припоеем, армированным дробленым металлокерамическим твердым сплавом марки ВК-8. Режущие кромки промывочных пазов наплавлены твердым сплавом релит. Присоединительная замковая резьба нарезается по ГОСТ 5286—75.

Фрезеры изготавливают с правыми и с левыми присоединительными резьбами и соответствующим расположением режущих кромок промывочных пазов. Левые фрезеры для опознавания имеют

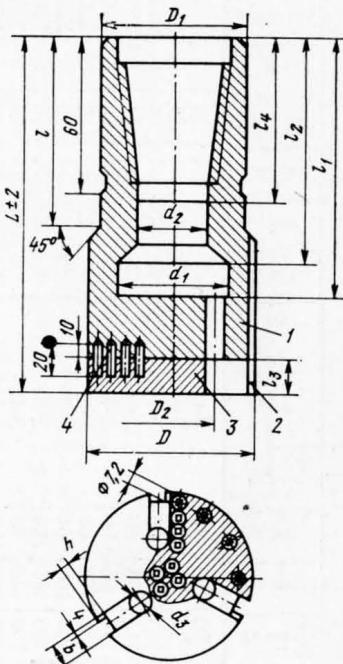


Таблица 4.17

Шифр фрезера	D_1 , мм	D_2 , мм	D_3 , мм	Резьба присоединительная (ГОСТ 5286-75)	d_1 , мм	d_2 , мм	$d_3 A_5$, мм	A_5 , мм	h_1 , мм	$L \pm L_2$, мм	l_1 , мм	l_2 , мм	l_3 , мм	l_4 , мм	Число промывочных отверстий и пазов	Масса, кг	
					d_1 , мм	d_2 , мм	d_3 , мм	L , мм	L_2 , мм	L_3 , мм							
Ф3-90	90	80	44	3-62	60	36	14	14	5	210	120	150	130	20	—	3	<13,2
Ф3-95	95	80	46	3-62	64	36	14	14	5	210	120	155	135	20	—	3	<9,0
Ф3-104	104	95	50	3-76	68	45	14	14	5	215	120	160	140	20	—	—	<11,0
Ф3-115	115	95	60	3-76	78	45	14	14	5	220	120	165	145	20	—	4	<12,0
Ф3-118	118	95	60	3-76	78	45	14	14	5	220	120	165	145	20	—	4	<13,5
Ф3-135	135	108	64	3-88	84	58	16	16	5	230	120	170	150	20	—	4	<16,5
Ф3-140	140	108	64	3-88	84	58	16	16	6	230	130	170	150	20	—	4	<17,5
Ф3-150	150	108	64	3-88	84	58	16	16	6	230	130	170	150	20	—	4	<19,0
Ф3-160	160	146	80	3-121	100	80	18	18	6	250	140	185	165	20	—	4	<28,0
Ф3-170	170	146	90	3-121	100	80	18	18	6	250	140	185	165	20	120	4	<30,0
Ф3-180	180	146	90	3-121	115	80	18	18	6	260	140	190	170	20	120	4	<32,0
Ф3-190	190	146	90	3-121	115	80	18	18	6	260	140	190	170	20	120	4	<35,0
Ф3-210	210	178	110	3-147	135	102	20	20	8	280	160	230	200	15	—	6	<43,0
Ф3-220	220	178	110	3-147	135	102	20	20	8	280	160	230	200	15	—	6	<45,0
Ф3-240	240	178	120	3-147	145	102	20	20	8	300	175	230	210	—	—	6	<58,0
Ф3-250	250	178	120	3-147	145	102	20	20	8	300	175	240	210	—	—	8	<62,0
Ф3-260	260	178	130	3-147	154	102	20	20	8	320	175	240	210	—	—	8	<65,0
Ф3-270	270	178	130	3-147	154	102	20	20	8	320	175	240	215	15	—	8	<75,0
Ф3-290	290	178	140	3-147	164	102	20	20	8	320	175	240	215	15	—	8	<87,0
Ф3-295	295	178	140	3-147	164	102	20	20	8	320	175	240	215	15	—	8	<90,0
Ф3-305	305	178	150	3-147	175	102	20	20	8	330	175	250	225	15	—	8	<94,0
Ф3-310	310	178	150	3-147	175	102	20	20	8	330	175	250	225	15	—	8	<96,0
Ф3-320	320	203	160	3-171	184	127	20	20	8	330	175	255	230	15	153	8	<101,0
Ф3-345	345	203	180	3-171	205	127	20	20	8	340	180	270	240	15	153	8	<108,0
Ф3-365	365	203	190	3-171	215	127	20	20	8	370	180	280	245	15	153	10	<112,0
Ф3-375	375	203	200	3-171	225	127	20	20	8	380	180	295	260	15	153	10	<114,5
Ф3-390	390	203	200	3-171	225	127	20	20	8	380	180	295	260	15	153	10	<150,0
Ф3-435	435	203	220	3-171	250	127	20	20	8	400	180	300	270	15	153	10	<185,0
Ф3-460	460	203	220	3-171	250	127	20	20	8	420	180	310	280	15	153	10	<220,0
Ф3-480	480	203	220	3-171	250	127	20	20	8	420	180	210	280	15	153	10	<240,0

Таблица 4.18

Шифр фрезера	Наружный диаметр фрезера, мм	Диаметр обсадных труб, мм (ГОСТ 632-80)		Суммарный зазор между фрезером и обсадной трубой, мм	Диаметр скважины по долоту, мм	Суммарный зазор между фрезером и скважиной, мм
		условный	внутренний			
Ф3-90	90	114	96,3 98,3	6,3 8,3	95,2	5,2
Ф3-95	95		100,3 102,3	5,3 7,3	98,4	3,4
Ф3-104	104	127	109 111 113	5 7 9	108 114,3	4,0 10,3
Ф3-115	115		119,7 121,7 123,7 125,7	4,7 6,7 8,7 10,7	120,6	5,6
Ф3-118	118	146	124 126 128 130 132	5 6 8 10 12	132	12
Ф3-135	135		140,3 144,3	5,3 9,3	139,7 142,9	4,7 7,2
Ф3-140	140	168	146,3 148,3 150,3 152,3	6,3 8,3 10,3 12,3	146 149,2 152,4	6 9,2 12,4
			178	149,8 153,8	9,8 13,8	— —
Ф3-150	150	168	154,3 155,3	4,3 5,3	—	—
			178	155,8 157,8 159,8 161,8 163,8	5,8 7,8 9,8 11,8 13,8	158,7 8,7
Ф3-160	160	194	165,7 169,7 187,7	5,7 9,6 13,7	165,1 171,4	5,1 11,4
Ф3-170	170		175,7 177,7 179,7	5,7 7,7 9,7	—	—

Продолжение табл. 4.18

Шифр фрезера	Наружный диаметр фрезера, мм	Диаметр обсадных труб, мм (ГОСТ 632—80)		Суммарный зазор между фрезером и обсадной трубой, мм	Диаметр скважины по долоту, мм	Суммарный зазор между фрезером и скважиной, мм
		условный	внутренний			
Ф3-180	180	—	—	—	187,3 190,5	7,3 10,5
Ф3-190	190	210	195,1	5,1	196,9 200,0	6,9 10,0
			199,1	9,1		
			201,1	11,1		
			203,1	13,1		
			205,1	15,1		
Ф3-210	210		216,5 220,5 222,5	6,5 10,5 12,5	215,9 222,3	5,9 12,3
Ф3-220	220	245	224,5 226,5 228,5 230,5	4,5 6,5 8,5 10,5	228,6	8,6
Ф3-240	240		249,1 253,1	9,1 13,1	244,5 250,8	4,5 10,8
Ф3-250	250		255,1 257,1 259,1	51 7,1 9,1	—	—
Ф3-260	260		274,5	14,5	269,9	9,9
Ф3-270	270		274,5 276,5 278,5 280,5 282,5	4,5 6,5 8,5 10,5 12,5	—	—
Ф3-290	290	—	299,9	9,9	295,3	5,3
Ф3-295	295	324	299,9 301,9 303,9 305,9	4,9 6,9 8,9 10,9	—	—
Ф3-305	305		315,7 317,7	10,7 12,7	311,1	6,1
Ф3-310	310		319,7 321,7	9,7 11,7	320	10

Продолжение табл. 4.18

Шифр фрезера	Наружный диаметр фрезера, мм	Диаметр обсадных труб, мм (ГОСТ 632—80)		Суммарный зазор между фрезером и обсадной трубой, мм	Диаметр скважины по долоту, мм	Суммарный зазор между фрезером и скважиной, мм
		условный	внутренний			
Ф3-320	320	351	327	7	—	—
			329	9		
			331	11		
			333	13		
Ф3-345	345	377	353	8	349	4,2
			355	10		
			357	12		
			359	14		
Ф3-365	365	—	—	—	347,6	9,6
Ф3-375	407		382,4	7,4	393,7	9,7
			384,4	9,4		
			386,4	11,4		
			388,4	13,4		
Ф3-390	390	426	402	12	—	—
			404	14		
			406	16		
Ф3-435	435	—	—	—	44,5	9,5
Ф3-460	460	—	—	—	469,9	9,9
Ф3-480	480	508	486	6	490	10

П р и м е ч а н и е. Осевая нагрузка 30—100 кН, частота вращения 40—100 об/мин.

два пояска. Основные размеры фрезеров приведены в табл. 4.17, а их применяемость — в табл. 4.18.

Фрезерами забойными рекомендуется работать совместно с металлоулавливателями, которые после каждого подъема проверяют дефектоскопами, чтобы выявить дефекты в узлах. Для исключения простоев желательно при этих работах иметь на буровой два металлоулавливателя: один в работе, другой на проверке. Кроме того, на устье скважины на период спуско-подъемных операций устанавливают устройство для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину.

4.7.5. Фрезер гидропескоструйный

Для разрушения на забое металлических предметов, а также для разрушения в колонне цементного камня сотрудниками Туркменского филиала ВНИИ совместно с работниками НПУ «Кумдагнефть» разработан гидропескоструйный фрезер (рис. 4.17).

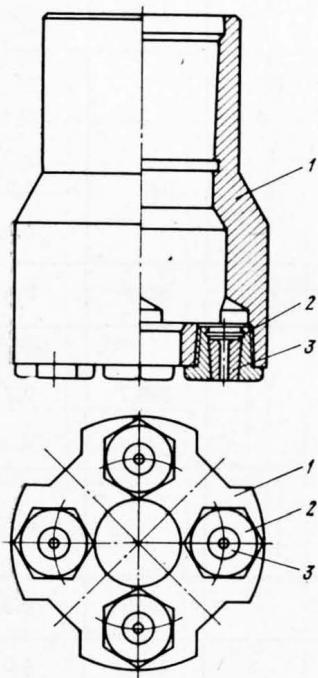


Рис. 4.17. Фрезер гидропескоструйный:

1 — корпус; 2 — гайка для крепления насадки; 3 — насадка

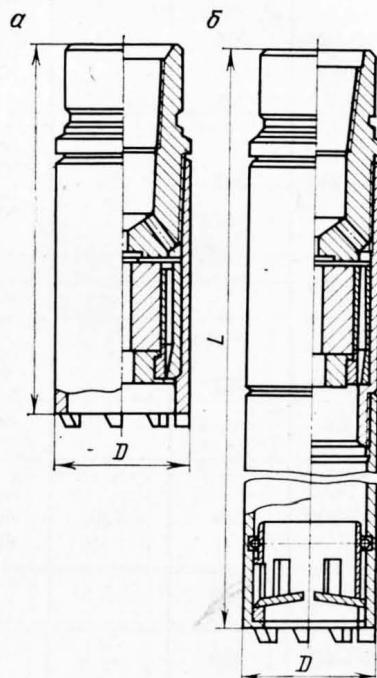


Рис. 4.18. Фрезер-ловитель магнитный:

а — типа ФМ; б — типа ФМЗ

Особенность конструкции этого фрезера заключается в том, что насадки расположены под углом 5—6° к вертикальной оси. Угол установки насадок выбирается так, чтобы струя не разрушала стенок обсадной колонны. Расположение насадок позволяет равномерно поражать забой скважины. Насадки следует возможно ближе приближать к разрушающему предмету. После восстановления циркуляции бурового раствора и добавления в него песка (90 кг на 1 м³ раствора) давление его при работе устанавливают равным 18—20 МПа. Для предупреждения попадания шлама в гидропескоструйный фрезер под ведущей трубой устанавливают фильтр.

4.8. ФРЕЗЕРЫ-ЛОВИТЕЛИ МАГНИТНЫЕ

Фрезеры-ловители магнитные предназначены для извлечения из скважин металлических предметов, обладающих ферромагнитными свойствами, как путем прямого их захвата, так и с предварительным обуриванием. Эти фрезеры изготавлиают двух видов: без механического захвата ФМ (рис. 4.18, а) и с механическим захватом ФМЗ (рис. 4.18, б).

Основные сведения о фрезерах-ловителях магнитных приведены в табл. 4.19. Данными фрезерами рекомендуется работать совместно со шламометаллоулавливателями с целью захвата последними неферромагнитных предметов (зубьев штыревых долот, металлических предметов из легких сплавов и т. д.).

Перед спуском фрезера-ловителя в скважину надо определить его подъемную силу, а также возможность захвата извлекаемого предмета путем приложения и отрыва от полюса магнита предмета, аналогичного извлекаемому.

Затем надо присоединить фрезер к бурильной колонне и закрепить машинными ключами. Спуск фрезера в открытом стволе следует вести осторожно, особенно в зонах резкого изменения азимута и кривизны, а также в интервалах нахождения каверн и уступов. Не доходя до извлекаемого предмета 10—15 м, необходимо включить циркуляцию и дальнейший спуск фрезера вести с промывкой скважины при подаче насосов 12—20 дм³/с и с частотой вращения колонны 20—60 об/мин.

Для лучшего извлечения предметов с забоя надо тщательно промывать скважину. Продолжительность промывки зависит от состояния забоя и глубины скважины.

Так как забой может быть загрязнен шламом, особенно при бурении с применением воды в качестве промывочной жидкости, необходимо наряду с интенсивной промывкой вращать ловитель в течение 10—20 мин на расстоянии 20—30 см от извлекаемого предмета. Затем бурильную колонну с ловителем постепенно опускают на 20—30 см и вращают ее на забое в течение 10 мин.

Дальнейшие работы зависят от контуров и размеров извлекаемого предмета.

Ловители хорошо притягивают металлические предметы, если они находятся на расстоянии 1—2 см от полюса. Если предметы находятся на большем расстоянии, то работа не даст результатов. Поэтому при выборе дальнейшего режима работы ловителем в каждом конкретном случае необходимо добиваться или прямого контакта полюса с извлекаемым предметом, или рассчитывать так, чтобы перед подъемом предмет находился от полюса на расстоянии не более 20 мм.

При наличии на забое крупных предметов рекомендуется применять фрезеры, имеющие в корпусе с фрезерной коронкой механический захват.

Перед подъемом вращение фрезера останавливают и его осторожно опускают, чтобы получить контакт с извлекаемым предметом. При этом не допускается повышение нагрузки более чем на 50 кН. После последующего отрыва от забоя на 10—15 м производят повторное нагружение, но перед подъемом труб выключают циркуляцию бурового раствора. При

Таблица 4.19

Основные размеры и режим работы фрезеров-ловителей магнитных

Шифр фрезера-ловителя	Условная грузоподъемная сила, Н	D , мм	L , мм	Присоединительная резьба d (ГОСТ 5286—75)	Рекомендуемый режим работы		Масса, кг
					Подача насоса, л/с	Номинальная осевая нагрузка при оффрезеровании, кН	
ФМ-86	400	86	<245	3-62	<12	3	<8
ФМ-88	700	88	<380	3-66	<12	3	<10
ФМ-88	700	88	<480	3-66	<12	3	<19
ФМ-93	850	93	<265	3-62	<12	3	<10
ФМ-103	800	103	<400	3-76	<12	4	<23
ФМ-103	800	103	<520	3-76	<12	4	<25
ФМ-115	950	115	<330	3-62	<12	5	<18
ФМ-118	1000	118	<440	3-76	<12	5	<24
ФМ3-118	1000	118	<580	3-76	<12	5	<26
ФМ-135	1200	135	<440	3-88	<12	6	<38
ФМ3-135	1200	135	<580	3-88	<12	6	<45
ФМ-150	2400	150	<450	3-121	<12	7	<45
ФМ3-150	2400	150	<600	3-121	<12	7	<50
ФМ-170	2800	170	<460	3-121	<20	8	<55
ФМ3-170	2800	170	<610	3-121	<20	8	<65
ФМ-195	3250	195	<470	3-121	<20	9	<110
ФМ3-195	3250	195	<620	3-121	<20	9	<120
ФМ-225	560	225	550	3-147	<20	1,0	130
ФМ3-225	560	225	700	3-147	<20	1,0	140
ФМ-270	680	270	600	3-147	<20	1,1	160
ФМ3-270	680	270	750	3-147	<20	1,1	170
ФМ-315	1200	315	700	3-147	<20	1,2	210
ФМ3-315	1200	315	850	3-147	<20	1,2	230

П р и м е ч а н и е. Частота вращения фрезера 20—60 об/мин.

подъеме фрезера-ловителя не допускаются резкие посадки бурильной колонны и резкие торможения.

После подъема фрезера рабочую часть очищают от металлических предметов, промывают водой и закрывают пластмассовым колпаком или деревянным кругом. Присоединительную замковую резьбу очищают, смазывают и закрывают пробкой. Фрезер-ловитель магнитный хранят отдельно от металлических предметов. Разбирать ловитель запрещается, так как это приведет к его размагничиванию.

Ловители магнитные изготавливают согласно требованиям ОСТ 26-16-1606—78. В комплект поставки входит ловитель в собранном виде.

На пояске переводника нанесена маркировка, которая указывает шифр фрезера, наименование или товарный знак завода-изготовителя, порядковый номер (по системе нумерации предприятия-изготовителя) и дату выпуска (месяц и год).

4.9. УСТРОЙСТВА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ МЕЛКИХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПРЕДМЕТОВ С ЗАБОЯ

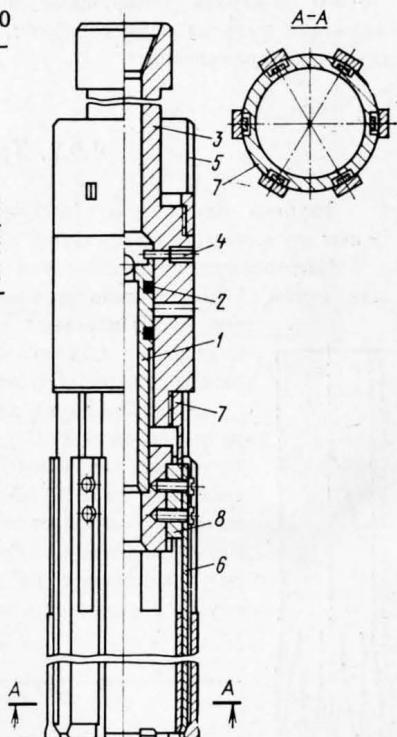
4.9.1. Паук гидромеханический

Паук гидромеханический (рис. 4.19, табл. 4.20) предназначен для очистки забоя скважины от металлических предметов.

Т а б л и ц а 4.20

Шифр	Наибольший диаметр скважины, рекомендуемый для работы с пауком, мм	Наружный диаметр захвата, мм	Длина, мм	Присоединительная резьба	Оrientировочная масса, кг
ПГН-138	140	138	1685	3-88	81
ПГН-158	161	158	1685	3-88	92
ПГН-188	190	188	1800	3-121	159
ПГН-212	214	212	1800	3-121	172
ПГН-240	243	240	1970	3-147	234
ПГН-266	269	266	1970	3-147	264
ПГН-292	295	292	2230	3-171	433
ПГН-316	320	316	2230	3-171	472

Рис. 4.19. Паук гидромеханический



Паук гидромеханический состоит из переводника 1, в верхней части которого установлен кожух 2, образующий вместе с переводником 1 шламометаллоулавливатель, а по бокам имеющий отверстия 3 и 4 для установки стопорных шпилек и прохождения промывочной жидкости. Внутри переводника 1 размещен поршень 5, который верхней частью связан с корпусом захвата 7. В пазы последнего вставлены подвижные захватывающие зубья 8, перекрытые накладками 6.

Паук гидромеханический работает следующим образом. Собранный в транспортном положении паук спускают в скважину на бурильных трубах, когда до забоя остается 15 м, восстанавливают циркуляцию и осторожно спускают при вращении без нагрузки до забоя. Почувствовав забой, бросают в колонну шар и врачают колонну на самой маленькой частоте ротора. Скважину углубляют с небольшой разгрузкой на паук, при этом шар садится в седло, и поршень под давлением бурового раствора срезает шпильки и толкателем выводит подвижные захватывающие зубья, которые, перемещаясь по пазам и смыкаясь в центре, захватывают металл на забое. Поднятые над забоем во время промывки скважины мелкие металлические предметы попадают в шламометаллоулавливатель [9].

Циркуляция бурового раствора возможна через циркуляционные отверстия 4.

Поднятый паук разбирают, а захватывающие зубья с помощью винтового домкрата возвращают в исходное положение. Очищенный от шлама и металла паук собирают, смазывают и подготавливают к последующему применению.

4.9.2. Трубный паук

Трубные пауки (рис. 4.20) предназначены для извлечения из скважины металлических предметов: лап, шарошек, кувалд и др.

Изготавливают трубные пауки из обсадной трубы длиной 1,5—2,5 м так, чтобы ее можно было использовать повторно. В нижней части обсадной трубы нарезают зубья высотой 20—35 см, которые потом подвергают обжигу. Для предупреждения преждевременного загиба отдельные зубья делают бочкообразными.

Диаметр паука должен быть на 30—50 мм меньше диаметра скважины. Перед спуском паука желательно проработать ствол скважины на 2—3 м выше забоя, а затем углубить скважину на 0,3—0,5 м пикообразным долотом. После этого на забой опускают паук и создают нагрузку на него. Зубья паука сходятся по образующей конуса, металлические предметы, находящиеся на забое, вместе с частью породы заходят внутрь и остаются в пауке.

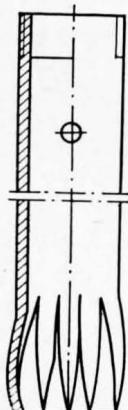


Рис. 4.20. Трубный паук

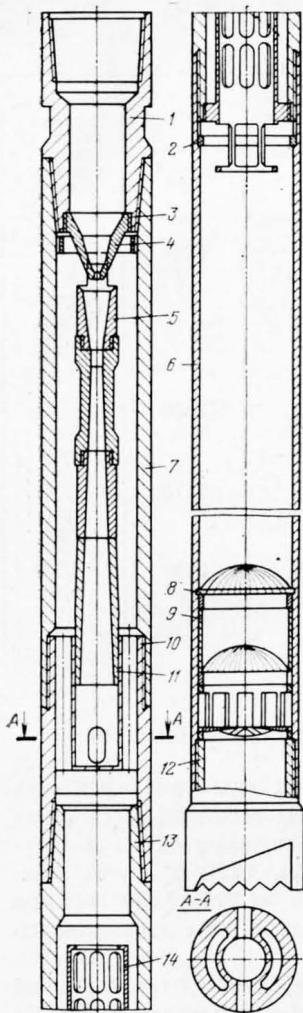


Рис. 4.21. Металлоулавливатель Е. М. Курнева и Н. И. Лукинова:

1, 10, 13 — переводники; 2 — кольцо резьбовое; 3 — прокладка; 4 — сопло; 5 — диффузор; 6, 7 — корпуса; 8 — ловитель проволочный; 9 — втулка распорная; 11 — кольцо уплотнительное; 12 — кольцевой фрез; 14 — фильтр

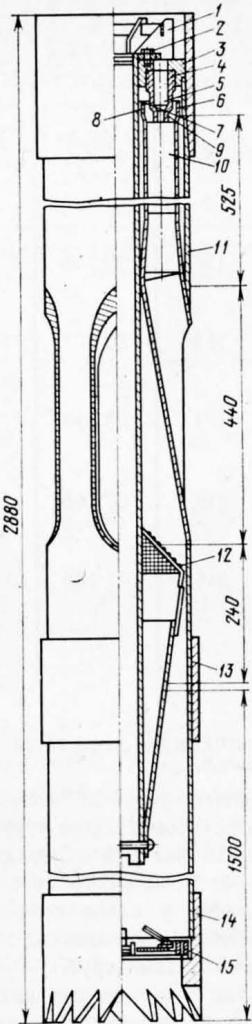


Рис. 4.22. Металлоулавливатель Р. С. Яремейчука и Э. И. Узумова:

1 — направляющая для шара; 2 — седло клапана; 3 — муфта; 4 — плита; 5 — сопло; 6 — распорная втулка; 7 — установочное кольцо; 8 — ножка установочного кольца; 9 — сменный штуцер; 10 — смесительная камера; 11 — корпус; 12 — узел улавливания мелких металлических предметов; 13 — муфта; 14 — башмак; 15 — лепесток

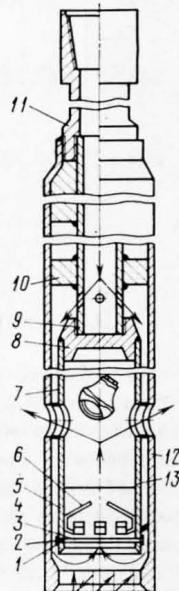


Рис. 4.23. Гидравлический ловитель Г. Н. Кириянова:

1 — накладка; 2 — оси лепестков; 3 — лепестки; 4 — отталкивающая пружина; 5 — заклепки; 6 — удерживающие пружины; 7 — разъемное кольцо; 8, 10 — заглушки; 9 — внутренний корпус; 11 — переводник с выточкой под элеватор; 12 — наружный корпус; 13 — внутренний корпус

Диаметр долота скважины, мм	Площадь сечения скважины, мм^2	Диаметр ШМУ, мм	Сечение ШМУ, мм^2	Кольцевой зазор в скважине, мм	Сечение кольцевого зазора, мм^2	Рекомендуемая скорость потока в зазоре, м/с
145	16 513	127	12 568	18	3945	2,00 2,54 3,40
190	28 353	168	22 167	22	6186	4,05 4,85 5,82
215	35 968	194	29 559	22	6409	3,90 4,68 5,62
243	47 143	219	37 668	26	9475	2,54 3,16 3,80
269	56 832	245	47 143	24	9689	2,58 3,10 3,72

4.9.3. Гидравлические ловители мелких предметов

На практике применяют ловители нескольких видов для извлечения из скважины мелких предметов. Работа струйных ловителей основана на заталкивании в ловильный инструмент предметов, находящихся в скважине, потоком промывочной жидкости (рис. 4.21, 4.22). В других ловителях обратная циркуляция у забоя создается не струйным насосом (эжектором), а направлением промывочной жидкости по специальным каналам, образуемым двумя рядами труб.

На рис. 4.23 показан ловитель мелких предметов, предложенный Г. Н. Кирьяновым, который состоит из переводника с присоединенными к нему двумя трубами (диаметрами 168 и 140 мм). Трубы вставлены одна в другую с соответствующими перегородками и отверстиями для движения промывочной жидкости, а также с лепестковыми держателями и коронкой в нижней части.

Гидравлический ловитель работает следующим образом. После присоединения ведущей трубы за 10—15 м от забоя восстанавливают циркуляцию и, вращая ловильный инструмент, спускают его до извлекаемых предметов. Ловителем на забое работают в течение 10—15 мин с интенсивной циркуляцией, периодически отрывая его от забоя.

После прекращения циркуляции вошедшие внутрь ловителя предметы удерживаются лепестковыми держателями, которые после прекращения циркуляции перекрывают внутреннее сечение трубы.

Таблица 4.21

Расход жидкости, л/с	Диаметр вала, мм	Сечение вала, мм ²	Зазор между стенкой скважины и валом	Сечение зазора, мм ²	Рекомендуемая скорость в скважине, м/с	Перепад скоростей, раз
8	60	2 827	83	13 233	0,61 0,75 1,02	3,7
10						
13,5	89	6 221	101	22 132	1,13 1,36 1,62	3,58
25						
30	114	10 207	100	25 641	0,97 1,17 1,40	4,0
36						
25	141	15 614	104	31 529	0,79 0,95 1,15	3,28
30						
36	141	15 614	128	41 218	0,61 0,73 0,87	4,28

4.9.4. Шламометаллоулавливатели

При ликвидации аварий в скважинах во время удаления металлических предметов в компоновке с ловильным инструментом (ловителем магнитным и фрезерами) рекомендуется применять шламометаллоулавливатель типа ШМУ-О или ШМУ-З, нашедший широкое использование для очистки забоя скважин от мелких металлических предметов (шариков и роликов опор долот, зубьев, мелких узлов кернорвмателей, твердосплавных штырей долот и т. д.), особенно перед спуском алмазных долот.

Шламометаллоулавливатель открытого типа ШМУ-О конструкции ВНИИБТ (рис. 4.24, а) представляет собой вал 2, к которому с помощью трубных резьб присоединяется трубный переводник 1 и переводник-база 4. К последнему также с помощью левой трубной резьбы присоединяется кожух 3. На верхнем конце кожуха приварены центрирующие косынки. Кожух 3 (во всех размерах шламометаллоулавливателей) изготавливают на 1—1,5 м короче вала 2, чтобы обеспечить выпадение металла в карман ШМУ-О. Общая длина шламометаллоулавливателя составляет до 8 м.

Нормальный ряд и техническая характеристика ШМУ-О приведены в табл. 4.21. Резьбовое соединение кожуха 3 с переводником 4 затрудняет развивчивание узлов для удаления металла и недолговечно. Улавливание металла в ШМУ-О происходит через кольцевой зазор между кожухом и валом у верхнего конца кожуха.

Шламометаллоулавливатель закрытого типа ШМУ-З разработан во ВНИИБТ (рис. 4.24, б) и состоит из переводника 1, вала 2, кожуха 3,

резьбовой втулки 4, гайки 5 и центратора. От ШМУ-О он отличается тем, что кожух 5 свободно посажен на переводник 1 и в верхней части крепится и центрируется с помощью гайки 5 и резьбовой втулки 4. Это облегчает удаление из него металла.

Нормальный ряд ШМУ-З и его техническая характеристика приведены в табл. 4.22.

Шламометаллоулавливатели обоих видов работают следующим образом. Включенный в компоновку с ловильным инструментом шламометаллоулавливателем не допускают до забоя скважины на 5—8 м. Циркуляция

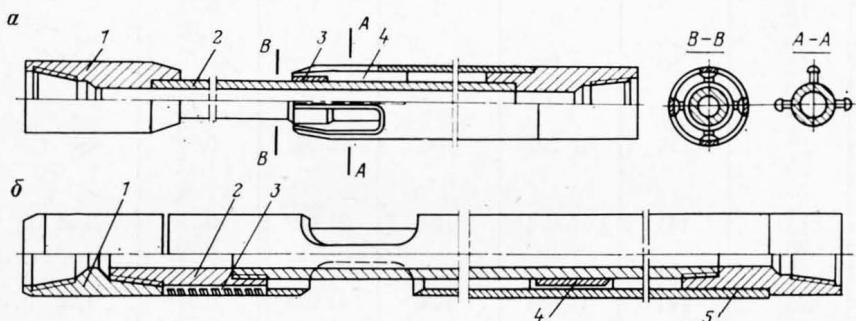


Рис. 4.24. Шламометаллоулавливатели:
а — типа ШМУ-О; б — типа ШМУ-З

бурового раствора восстанавливается с максимальной подачей. Затем с вращением и плавной подачей шламометаллоулавливателем совместно с ловильным инструментом спускают до забоя и производят ловильные работы.

Таблица 4.22

Номер ШМУ	Диаметр скважины, мм	Наружный диаметр кожуха ШМУ, мм	Зазор между стенкой скважины и ШМУ, мм	Диаметр вала ШМУ, мм	Перепад гид- равлических скоростей потока в районе кармана ШМУ, раз
6	145	127	18	73	3,2
	165	126	39	41,85	
7	161	141	20	89	3
	203	156	47	62	
8	190	168	22	114	2,9
	283	220	63	102	
9	214	194	20	114	4,3
	360	300	60	102	
10	243	219	26	141	3,5
	464	376	88	156	
11	269	245	24	168	3,6
	568	470	98	221	
12	295	273	22	168	4,6
	685	585	100	—	

При этом находящийся в компоновке ловильного инструмента шламометаллоулавливатель желательно с интенсивной циркуляцией приподнять 3—4 раза на длину 10—15 м. Общее время работы шламометаллоулавливателя должно составлять не менее 1 ч. Для очистки забоя от металла скорость восходящего потока должна быть не менее 3,7 м/с.

В процессе циркуляции бурового раствора в кольцевом зазоре между стенкой скважины и кожухом создается высокая скорость восходящего потока. Частицы металла, попадая в этот поток, поднимаются. При достижении верхнего торца кожуха скорость потока бурового раствора резко уменьшается вследствие роста кольцевого сечения. Находящийся в потоке металл попадает в зону завихрения и под действием гравитационных сил осаждается в зоне покоя между кожухом и валом. Частицы металла, поднявшиеся выше шламометаллоулавливателя, также в основном попадают в него после включения циркуляции.

4.10. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ

4.10.1. Гидравлический ударный механизм

Гидравлический ударный механизм (ГУМ) предназначен для ликвидации прихватов (преимущественно заклиниваний) с помощью ударов, направленных вверх.

ГУМ (рис. 4.25) представляет собой цилиндр 3 (имеющий две камеры разного диаметра) с размещенным внутри него штоком 6 с поршнем 5 и бойком 4. Вся система герметизирована и внутри заполнена маслом.

Принцип работы следующий: отсоединяют неприхваченную колонну от прихваченной. С помощью ловильного инструмента, а если верх извлекаемой колонны оканчивается замковой резьбой, то с помощью замковой резьбы нижнего переводника 7 ГУМ соединяют с аварийной колонной. Свободному закреплению замковой резьбы нижнего переводника 7 с замковой резьбой аварийной колонны способствует наличие шлицевой пары у переводника 2 и шпинделя 1. Затем натягивают бурильную колонну с усилием, превышающим ее собственный вес на 200—1000 кН.

Величину натяжения подбирают из условия прочности бурильной колонны, желательно брать возможно большую. При натяжении масло в камере сжимается и давление, возникающее при этом и пропорциональ-

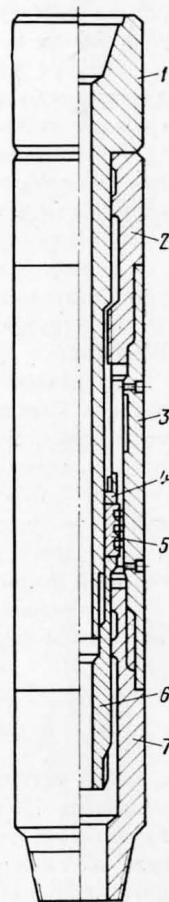


Рис. 4.25. Гидравлический ударный механизм

ное нагрузке, передается через цилиндр 3 и переводник 7 на извлекаемые трубы.

Сжимаемая жидкость через зазор между поршнем и цилиндром перетекает под поршень, тем самым давая возможность поршню с бойком двигаться вверх. При входе последних в расширенную часть цилиндра растянутая часть колонны резко перемещается вверх и наносит удар бойком по торцу шлицевого переводника.

Энергия удара через цилиндр и нижний переводник передается на прихваченную колонну. Для повторного удара бурильную колонну разгружают на 50—100 кН.

Число наносимых ударов для различных случаев колеблется от 1 до 100. В основном колонны освобождаются при числе ударов до 10. При ударах отмечается колебание бурильной колонны и резкие изменения в колебании стрелок индикатора веса.

В настоящее время ГУМ — один из самых надежных и простых устройств для ликвидации прихватов.

Конструкция гидравлического ударного механизма разработана во ВНИИБТ.

Гидравлический ударный механизм дает хороший эффект для ликвидации заклиниваний, вызванных падением посторонних предметов в скважину, желобными выработками, в местах сужений, недостаточно проработанных местах ствола и при обвалах.

Для срабатывания механизма необходима вытяжка, равная 50 см, при ее отсутствии удара не произойдет, так как силы, приложенной к шпинделю ударного механизма, недостаточно для преодоления сопротивлений сжимающегося масла в подпоршневой зоне ударника.

Минимальная длина колонны труб (в м) над ГУМ (без УБТ) определяется по формуле [40]:

$$L_{\min} = \frac{\Delta EFK}{100\Delta P},$$

где Δl — вытяжка бурильной колонны, необходимая для срабатывания механизма (50 см); E — модуль упругости материала труб ($2 \cdot 10^6$ кПа); F — коэффициент, учитывающий жесткость замковых соединений; ΔP — сила натяжения бурильной колонны сверх собственного веса, кН; K — коэффициент пропорциональности.

Опыт применения ГУМ в различных условиях показывает, что при температуре в скважине более 140°C его применение нецелесообразно.

Расчеты по приведенной выше формуле свидетельствуют о том, что для ликвидации прихватов с помощью ГУМ при силах, прилагаемых к бурильной колонне 300 кН, длина бурильной колонны над местом прихвата, состоящая из труб толщиной 10 мм и диаметром 114, 127 и 140 мм, должна быть не менее соответственно 1200, 1400 и 1500 м. При увеличении силы натяжения бурильной колонны сверх собственного веса она уменьшается и при силах, например в 1000 кН уже составляет соответственно 375, 425 и 470 м [13].

4.10.2. Воздушитель упругих колебаний

В Институте механики МГУ разработан воздушитель упругих колебаний ВУК (рис. 4.26), работа которого основана на ударно-вибрационном принципе [11, 40]. ВУК состоит из корпуса 1, телескопического штока 2, разъединительных муфты 3 и ниппеля 4, имеющих соответственно внутреннюю и наружную винтовую коническую поверхность, ограничительной втулки 5, переводников 6, 7, 8, регулировочного винта и бойка 9.

Напряженное состояние регулируется посредством регулировочного винта до спуска в скважину.

Для работы возбудителем упругих колебаний бурильную колонну развинчивают над местом прихвата, опускают ВУК вместе с разъединителем или безопасным замком, соединяют с извлекаемыми трубами и натягивают с помощью талевой системы с силой, превышающей выбранную при регулировке ВУК. При превышении силы трения скольжения муфта 3 и ниппель 4 разъединяются, в результате резкого скачка колонна труб начинает колебаться. При неосвобождении колонны ВУК повторно заряжают прямо в скважине, для чего бурильную колонну опускают, при этом шток дойдет до упора ниппеля в регулировочный винт. Бурильную колонну поворачивают с усилием, соответствующим жесткости разъединительного узла, и повторяют работы в описанной последовательности до освобождения прихваченной колонны, а при невозможности ее освобождения — до запланированного числа ударов.

При использовании возбудителя упругих колебаний как ударного ясса с выбиванием прихваченной части труб вверх его опускают без переводника 8 и работают, как и в случае его использования для волнового возбуждения колебаний. В результате на- тяжения бурильной колонны происходит разъединение муфты 3 с ниппелем 4 и последующий удар на- ковальни по втулке 5, жестко соединенной с извле- каемыми трубами.

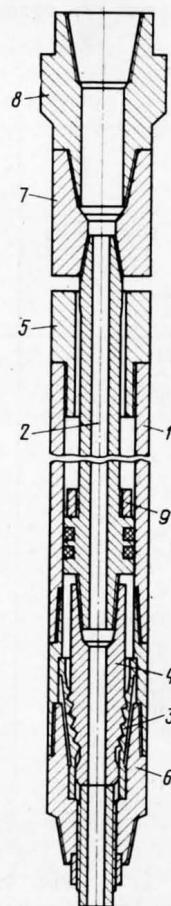


Рис. 4.26. Возбуждатель упругих колебаний

Техническая характеристика возбудителя упругих колебаний

Типоразмер возбудителя упругих колебаний . . .	ВУК-170	ВУК-210
Наружный диаметр, мм	170	210
Длина в исходном состоянии, м	3	3,3
Телескопический ход штока, м	0,8	1
Диапазон регулирования сил расцепления телескопических узлов, кН	0—1000	
Момент силового импульса, направленный сверху вниз, кН·м	15 000	
Сила удара, направленного снизу вверх, кН . . .	1500	2500
Частота импульсных воздействий за 1 мин . . .	1	
Присоединительная резьба	3-147	3-171
Внутренний диаметр проходного отверстия, мм .	55	75

4.10.3. Ясс ударно-вибрационный

Ясс ударно-вибрационный предназначен для освобождения прихваченной бурильной колонны ударами сверху вниз или вибрацией колонны при вращении ее под натяжением (рис. 4.27, табл. 4.23).

Таблица 4.23
Техническая характеристика яссов

Показатели	Типоразмер ясса				
	ЯУВ-127 м	ЯУВ-170 м	ЯУВ-190 м	ЯУВ-215 м	ЯУВ-235 м
Наружный диаметр корпуса, мм	127	170	190	215	235
Длина, мм	4380	3560	3670	3750	3820
Длина свободного хода, мм	3000	2000	2000	2000	2000
Диаметр канала шпинделя, мм	40	75	75	75	75
Присоединительная замковая резьба верхнего и нижнего переводников	3-101	3-121	3-147× ×3-121	3-147	3-147
Масса, кг	260	470	515	675	795

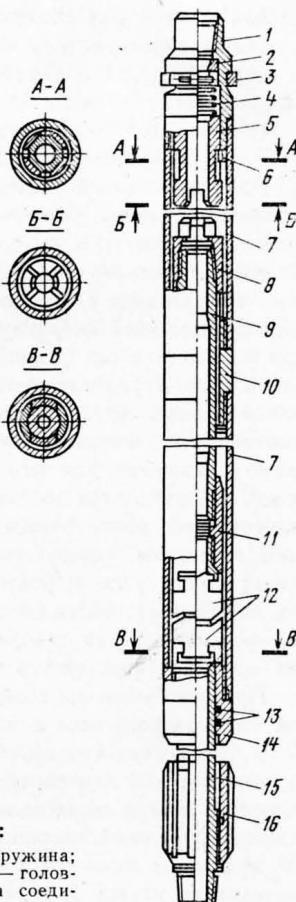


Рис. 4.27. Ясс ударно-вибрационный:

1 — переводник; 2 — кольцо; 3 — хомут; 4 — пружина;
5 — муфта отбойная; 6 — винты; 7 — кожухи; 8 — головка ударная;
9 — шпиндель верхний; 10 — муфта соединительная;
11 — муфта; 12 — наконечник; 13 — уплотнения;
14 — ударник; 15 — шпиндель; 16 — наковальня

После отсоединения от прихваченной части колонны неприхваченных труб в скважину до торца извлекаемых труб опускают ясс. Затем нагружением шпиндель 15 заводят внутрь корпуса на длину свободного хода и вращением вправо присоединяют ясс к прихваченной колонне. При этом кулачки отбойной муфты 5, под действием пружины 4 входят в зацепление с кулачками головки 8.

Для освобождения бурильной колонны ее приподнимают ударами на длину свободного хода ясса или на меньшую выбранную длину. За-

тем резким опусканием бурильной колонны наносят удары ударником 14 по наковальне 16. Осевые удары чередуют с вибрированием, для чего неприхваченную колонну натягивают с силой, превышающей ее вес на возможно большую величину, и врачают. Во время вращения наклонные кулачки наконечников 12, приподнимаясь, создают дополнительные силы натяжения и соскачивания с кулачка и одновременно испытывают ударную нагрузку, которая затем передается через шпинделы и наковальню 16 прихваченным трубам. Во время вращения колонны возникает ее вибрация, которая способствует разрушению связи между породой и колонной, а следовательно, и освобождению последней [22].

4.10.4. Устройство для ликвидации прихватов типа УЛП-190-1

Устройство типа УЛП-190-1 предназначено для ликвидации прихватов колонн труб, преимущественно группы заклиниваний, при бурении нефтяных и газовых скважин. Работа его основана на принципе создания ударов, направленных или вверх, или вниз за счет растяжения либо сжатия части колонны труб, расположенной над зоной прихвата.

Техническая характеристика

Диаметр корпуса, мм	178
Растягивающая статическая нагрузка, кН	<1500
Ударная нагрузка, кН	<2500
Диаметр канала, мм	56
Длина корпуса, мм	1510

Устройство (рис. 4.28) состоит из корпуса 1, штока 2, зубьев 5 в окне корпуса, ответных зубьев 4 на двух плашках, прикрепленных к штоку 2, предохранительных полуколец 6, 7 и уплотнения 3. Устройство в скважину опускают в следующей компоновке: направляющая воронка, ловильный инструмент, безопасный переводник, устройство типа УЛП-190-1, УБТ длиной 60—70 м, центратор и бурильные трубы.

При сборке проверяют состояние узлов компоновок и наличие в устройстве свободного хода штока в осевом и радиальном направлениях. Во время спуска первые 500—600 м труб докрепляются машинными ключами, а компоновку верхней части подбирают так, чтобы ниже ротора находилось около 5 м ведущей трубы. После присоединения ведущей трубы восстанавливают циркуляцию до выравнивания параметров бурового раствора, после чего фиксируют вес колонны.

Аварию ликвидируют следующим образом. Определяют теоретически минимальный угол закручивания φ (в градусах) колонны бурильных труб по формуле

$$\psi = \frac{900LQ}{D^4 - d^4},$$

где Q — осевая нагрузка, кН; L — расстояние от устья скважины до границы прихвата, м; D и d — соответственно наружный и внутренний диаметры бурильных труб, см.

Полученный угол закручивания увеличивают не менее чем на 270—360° за счет влияния состояния ствола скважины, кривизны и сил сопротивления. В итоге величина вращения бурильной колонны по достижении отдачи должна быть не более 4 об.

Затем бурильную колонну допускают и соединяют с извлекаемыми трубами, после чего поворачивают ее на число оборотов, полученных,

вид А

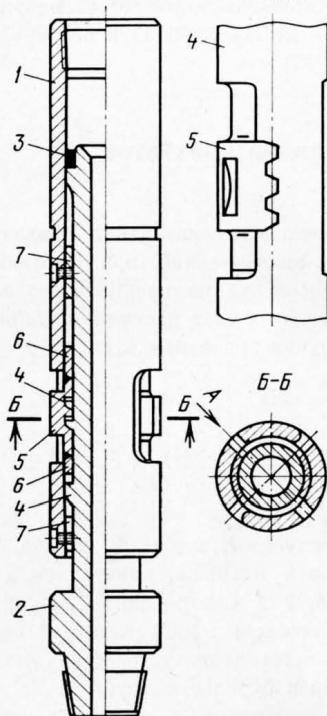


Рис. 4.28. Устройство для ликвидации прихватов типа УЛП-190-1

При освобождении колонны во время работы устройством скважину промывают одновременно с расхаживанием, осматривают талевую систему и производят подъем колонны труб.

4.10.5. Ясс механический

Ясс механический предназначен для ликвидации заклиниваний долот и элементов бурильных колонн небольшой длины ударами вверх (рис. 4.28, табл. 4.24).

Принцип работы ясса основан на использовании потенциальной энергии растянутой бурильной колонны после рассоединения конусной пары. Неприхваченную часть бурильной колонны отсоединяют от прихваченной и извлекают. В скважину опускают компоновку, состоящую из ло-

как указано выше, и затормаживают ротор. При этом зубья на плашках войдут в зацепление с зубьями в окне корпуса. Бурильную колонну постепенно разгружают или натягивают в зависимости от выбранного направления ударов, начиная с сил не более 250 кН и увеличивая нагрузжение на 100—120 кН после 40—50 ударов, но не выше допустимых нагрузок для труб и бурового оборудования. В результате приложения сил зубья выходят из зацепления, нагрузка с прихваченной колонны мгновенно снимается и происходит удар [40].

При срабатывании устройства возникает вибрация ведущей трубы. Если внешних признаков удара нет, то устройство не срабатывает. Его заряжают повторно, но при этом или уменьшают величину закручивания, или увеличивают осевую нагрузку. Если не было никаких признаков освобождения колонны от прихвата после 60—70 ударов, то работы следует прекратить.

Ослабление ударов также свидетельствует о безрезультатности ведения дальнейших работ по ликвидации аварии вследствие износа зубчатых элементов устройств.

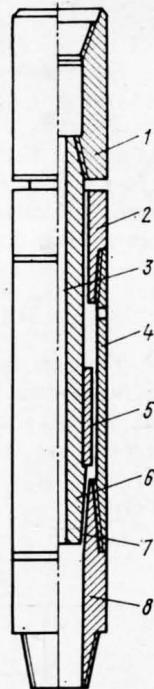
Таблица 4.24

Техническая характеристика яссов механических

Показатели	Типоразмер ясса		
	ЯМ-127	ЯМ-172	ЯМ-240
Наружный диаметр, мм	127	172	240
Длина ясса, мм	1500—2200	1850—2500	2000—3000
Сила удара, кН	100—5000	200—7000	400—8000
Масса, кг	105—145	190—240	360—420

Рис. 4.29. Ясс механический:

1 — переводник; 2 — упор; 3 — отверстие; 4 — корпус; 5 — съемный ударник; 6 — шток круглого сечения; 7 — конусная поверхность; 8 — нижний переводник



вильного инструмента (если нижний переводник ясса не обеспечивает соединения), ясса, УБТ длиной 25—50 м и бурильных труб. Бурильную колонну вращают, одновременно снижая нагрузку на нее на 30—40 кН, в результате конусная поверхность штока заклинивается в конусной поверхности (конусность 1°) нижнего переводника. Затем колонну соединяют с извлекаемыми трубами и продолжают уменьшать нагрузку до выбранного значения.

Силу удара регулируют в широком диапазоне увеличением нагрузки при заряде устройства в скважине. Можно получить силу удара 100—8000 кН. При этом следует иметь в виду, что конусная пара рассоединяется при силе, меньшей нагрузки на 30—70 кН. При последующем натяжении конусная пара разъединяется и ударник бьет по торцу упора. Число ударов доводится до 50—70. Если бурильная колонна до этого не освободится, то работы ясном вести нецелесообразно. После 100 ударов все резьбовые соединения проверяют дефектоскопом с целью предупреждения поломок ясса.

4.10.6. Ясс ударный

Ясс ударный (рис. 4.30) представляет собой телескопическое соединение, которое создает периодические удары. Корпус ясса изготавливают из корпуса турбобура. Высокие механические свойства последнего позволяют делать надежные яссы. Все резьбовые узлы ясса соединяются резьбами типа РКТ, упорными [33].

4.11. ТОРПЕДЫ

Торпедирование при ликвидации аварий применяют в основном для следующих целей: встряхивания с целью освобождения заклиниенных и прилипших к стенкам скважины колонн труб; ослабления резьбовых соединений с целью облегчения развинчивания колонн; обрыва и срезания труб с целью отсоединения от прихваченных труб; разрушения металлических предметов в скважине; образования каверн при забуривании нового ствола; борьбы с желобами.

4.11.1. Торпеда шашечная термостойкая

Торпеды шашечные термостойкие типа ТШТ (рис. 4.31, табл. 4.25) предназначены для ликвидации заклиниваний долот и элементов бурильных колонн (калибраторов, центраторов, расширителей, турбобуров и труб), а также для обрыва труб. Эти торпеды фугасного действия негерметичные, заряд взрывчатого вещества контактирует со скважинной жидкостью.

Т а б л и ц а 4.25
Техническая характеристика торпед типа ТШТ

Шифр торпеды	Торпеда			Заряд			Наружный диаметр применяемых труб, мм			
	Длина с грузом, мм	Диаметр, мм	Масса, кг	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса 1 м. ВВ, кг	Масса заряда, кг	насосно-компрессорных	бурильных	обсадных
ТШТ 9/22	2380	22	2,874	9	1200	0,104	0,125	48,3	73	—
ТШТ 10/22	2380	22	2,907	10	1200	0,125	0,150	48,3	73	—
ТШТ 12/22	2380	22	2,997	12	1200	0,183	0,220	48,3	73	—
ТШТ 15/22	2375	22	3,295	15	1200	0,283	0,340	48,3	73	—
ТШТ 25/28	1925	28	3,546	25	700	0,771	0,540	48,3	73	—
ТШТ 35/50	1670	50	11,804	35	700	1,540	1,080	73	89	114
ТШТ 43/50	1670	50	15,847	43	700	2,320	1,620	88,9	114	114—146
ТШТ 50/55	1675	55	17,03	50	700	3,140	2,200	101,6	114	140—168
ТШТ 65/70	1480	70	18,940	65	500	5,300	2,650	114	140	140—168
ТШ 84/90	1910	90	21	84	600	6,680	4,01	—	—	140—219

П р и м е ч а н и е. Торпеды ТШ 84/90 нетермостойкие применяют при давлении не более 50 МПа и в скважинах, имеющих температуру не выше 100 °С.

Во всех торпедах для инициирования взрыва заряда применяют взрывные патроны ПВГУ-4, ПВГУ-5 и ПВГУ-250/1500. Груз торпед жестко соединен с корпусом и используется многократно. В качестве заряда взрывчатого вещества (ВВ) для торпеды используют ГФГ-2, ГИДС и НТФА. В зависимости от типа ВВ предельная температура для торпед составляет соответственно 160, 200 и 250 °С.

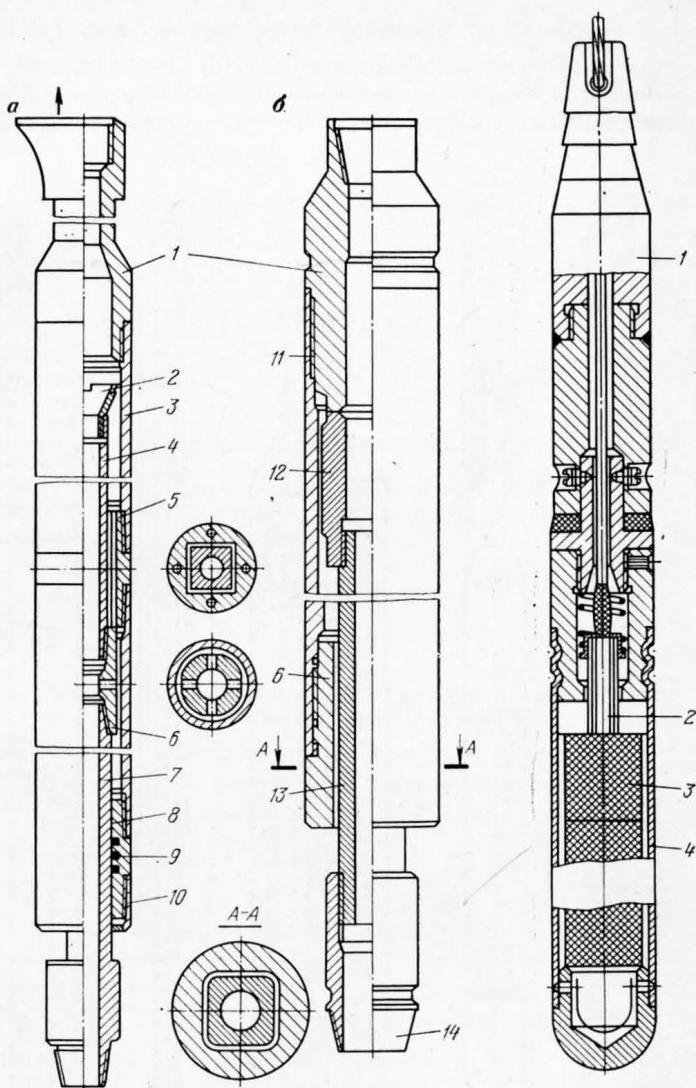


Рис. 4.30. Яссы ударные:

a — конструкции АзНИПИнефти; *б* — конструкции Полтавского отделения УкрНИГРИ; 1 — переводник; 2 — воронка; 3 — кожух; 4 — ведущая труба; 5 — муфта соединительная; 6 — головка; 7 — направляющая труба; 8 — нижняя муфта; 9 — самоуплотняющаяся манжета; 10 — предохранительное кольцо; 11 — корпус; 12 — боек; 13 — квадратный шпиндель; 14 — нижний переводник

Рис. 4.31. Торпеда шашечная термостойкая типа ТШТ:

1 — груз; 2 — взрывной патрон; 3 — шашки ВВ; 4 — корпус

4.11.2. Торпеда из детонирующего шнура типа ТДШ

Торпеда из детонирующего шнура типа ТДШ (рис. 4.32, табл. 4.26) предназначена для ликвидации прихватов методом встряхивания и для ослабления резьбовых соединений с целью последующего развинчивания

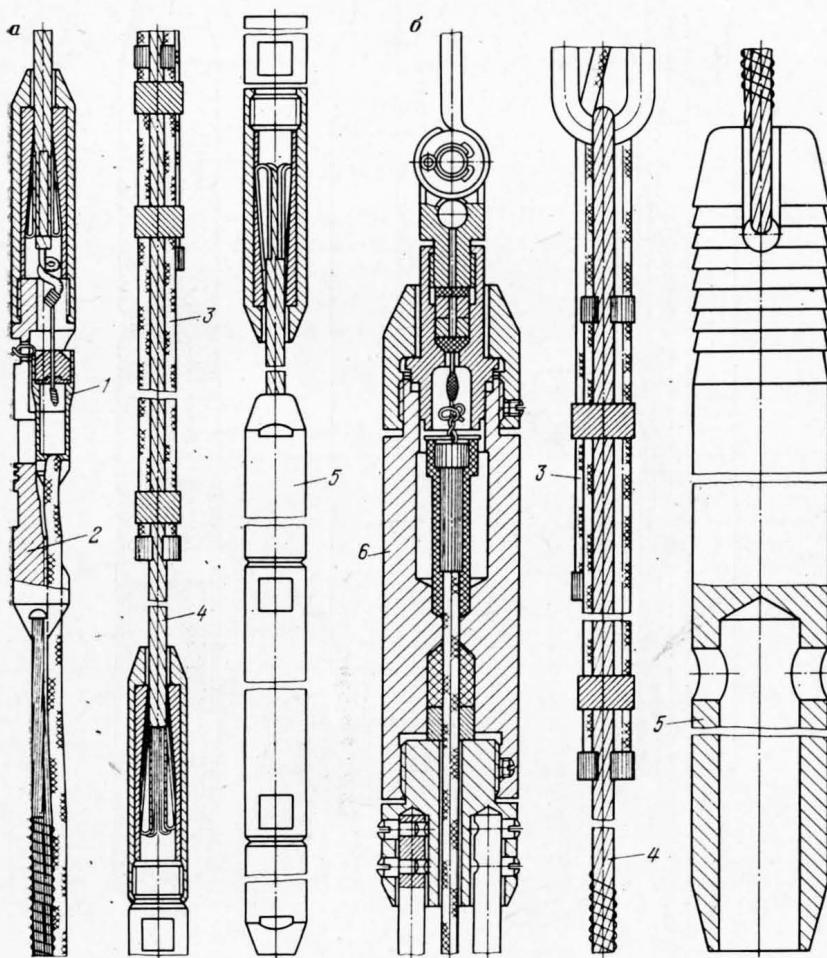


Рис. 4.32. Торпеды из детонирующего шнура типа ТДШ:

а — торпеда ТДШ 25; *б* — торпеда ТДШ 50; 1 — взрывной патрон; 2 — держатель; 3 — детонирующий шнур; 4 — трос; 5 — груз; 6 — головка с электродетонатором

в интервале взрыва. Заряд торпеды состоит из отрезков детонирующего шнура, прикрепленных к тросу.

В зависимости от гидростатического давления и температуры в интервале взрыва используют соответствующий детонирующий шнур (табл. 4.27).

Таблица 4.26

**Техническая характеристика торпед из детонирующего шнура
типа ТДШ**

Показатели	Тип торпеды	
	ТДШ-25	ТДШ-50
Длина головки держателя, мм	245	300
Заряд	Детонирующий шнур	
Инициатор	Взрывной патрон ЭД8, ТДШ-25, ТЭД-2	
Предельное гидростатическое давление, МПа	50	50
Предельная температура, °С	100	100
Длина груза, мм	2200	1000
Масса груза, кг	7	16
Длина заряда, м	1—100	1—100
Число параллельно соединенных детонирующих шнуров	1—5	1—5
Кратность использования головки держателя	10	15
Наименьший проходной диаметр труб для торпеды, мм	38	68

Таблица 4.27

Краткие сведения о детонирующих шнурах, применяемых для взрывных работ в скважинах

Тип шнура	Техническая характеристика шнура				Предельные условия применения	
	Диаметр, мм	Длина отрезков, м	Навеска ВВ, г/м	Особенности конструкции	Температура, °С	Давление, МПа
ДШВ	5,8	50	20	Оболочка эльсточная	100	50
ДШУ-33	8,5	50	33	То же	100	100
ДШТТ-180	8,5—10,5	50	45—80	»	175	80
ДШТТ-220	8,5—10,5	50	45—80	»	200	100
ДШТТ-250	8,5—10,5	50	45—80	»	230—250	150
ДШТВ-150/800	8,5	50	60	Сердцевина из пластичного ВВ	150	80
ДУЗТВ-150/800	6	3	30—32	Оболочка из алюминия, гибкость неизначительная	150	80
ДУЗТВ-170/1000	6	3	30—32	То же	170	100
ДУЗТВ-250/1500	6	3	30—32	»	230—250	150

4.11.3. Торпеда корпусная из детонирующего шнура

Торпеда корпусная из детонирующего шнура предназначена для встрихивания с целью освобождения заклиниенных долот и элементов бурильных колонн, ослабления резьбовых соединений колонн труб с целью последующего развинчивания, обрыва труб, отсоединения неосвобождающихся ловильных инструментов от извлекаемых труб, а также для стакливания на забой предметов, застрявших в скважине [26].

Особенности торпеды корпусной из детонирующего шнура:

- 1) при взрыве торпеды внутри колонны труб от нее ничего не остается, что позволяет (безболезненно для последующих работ) применять торпеду сразу же после возникновения прихвата;
- 2) не требуется оснащать торпеду грузом, его роль выполняет верхняя утолщенная часть корпуса;
- 3) корпус многократного использования;
- 4) при необходимости величина и мощность заряда могут легко регулироваться на буровой как типом детонирующего шнура, так числом и длиной его рядов.

Конструкция допускает установку торпеды непосредственно в объект торпедирования (долото, колокол, метчик и т. д.) или в непосредственной близости от него.

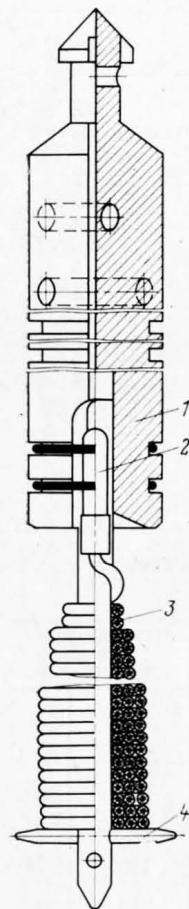
Торпеда корпусная из детонирующего шнура (рис. 4.33) состоит из корпуса 1, взрывного патрона 2, детонирующего шнура 3 и эластичных центраторов 4.

Размеры корпуса допускают работу в скважинах диаметром от 65 мм и более.

Корпус торпеды ступенчатый, составной. Верхняя утолщенная часть диаметром 55 мм и длиной 600 мм имеет отверстия для центраторов (при использовании ее в трубах диаметром более 100 мм) и для соединения с каротажным кабелем, а также выемку для размещения взрывного патрона. Нижняя часть корпуса, подсоединяемая к верхней с помощью резьбы и фиксируемая штифтом, представляет собой стержень диаметром 15 мм и длиной 1,5—2,5 м, в котором снизу под углом 90° размещены отверстия для установки эластичных центраторов.

Рис. 4.33. Торпеда корпусная из детонирующего шнура типа ТКДШ

Для инициирования детонирующего шнура 3 в торпеде используются стандартные взрывные герметичные патроны типа ПВГУ-4, ПВГУ-5 и ПВГУ-250/1500, которые закрепляются в выемке утолщенной части корпуса.



Для инициирования детонирующего шнура 3 в торпеде используются стандартные взрывные герметичные патроны типа ПВГУ-4, ПВГУ-5 и ПВГУ-250/1500, которые закрепляются в выемке утолщенной части корпуса.

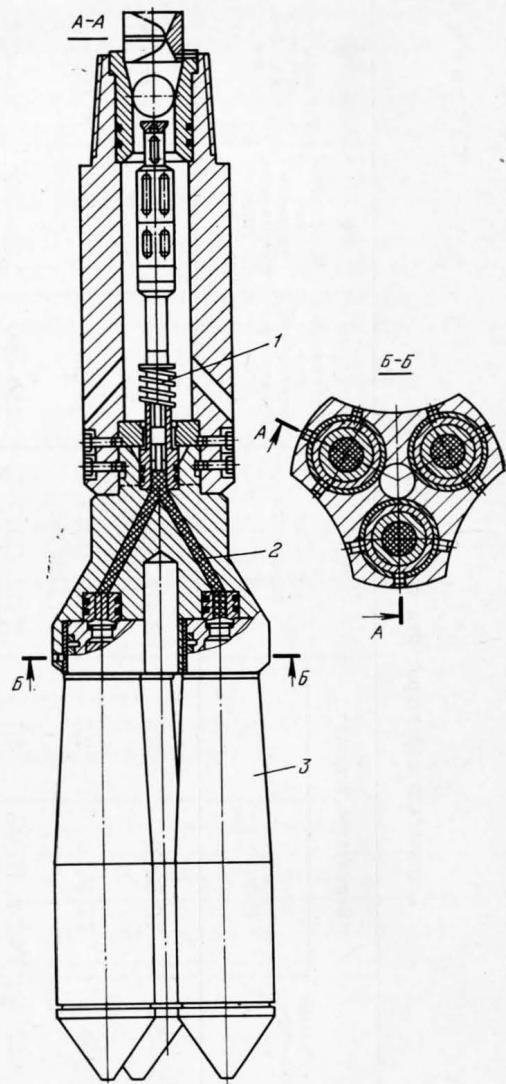
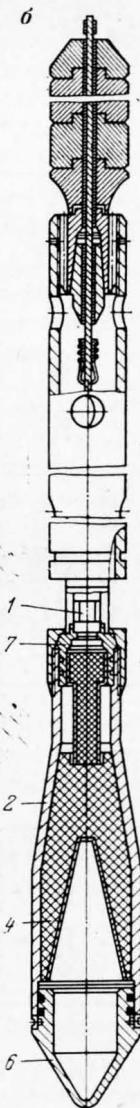
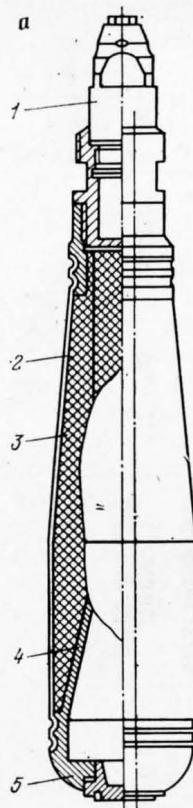


Рис. 4.34. Кумулятивные торпеды осевого действия типа ТКО:

a — ТКО-70; б — ТКО-120; 1 — взрыватель; 2 — корпус; 3 — заряд ВВ; 4 — облицовка кумулятивной выемки; 5 — крышка; 6 — обтекатель; 7 — головка

Рис. 4.35. Кассетная головка с тремя торпедами:

1 — взрыватель; 2 — детонационная цепь; 3 — торпеда

Таблица 4.28

Техническая характеристика торпед типа ТКО

Марка торпеды	Наружный диаметр, мм	Взрывчатое вещество		Марка взрывателя	Максимальная температура применения, °С	Максимальное давление применения, МПа	Рекомендуемый диаметр скважины, мм
		Марка	Масса, кг				
ТКО 200	190—200	ТГ 50/50	8,6	В-473, ПВГУ-4, ПВГУ-5	120	60—80	243—490
ТКО 120—600	120	ТГ 50/50	2,3	В-473, ПВГУ-4, ПВГУ-5	120	60	140—214
ТКОТ 120	122	ГФГ-2, НТФА	3,7	В-473, ПВГУ-5, ПВГУ-250/1500	150—200	80—100	140—214
ТКО 70А	72	ГФГ-2	0,9	В-473, ПВГУ-5	150	80	93—140 *
ТКОТ 70	72	ГФГ-2, НТФА	0,9	В-473, ПВГУ-250/1500	150—200	100	93—140 *
ТКОТ 60	60	ГФГ-2, НТФА	0,6	В-473, ПВГУ-5, ПВГУ-250/1500	150—230	80—150	76—93 *
тТКОТ 38	38	ГФГ-2, НТФА	0,15	ПВГУ-5, ПВГУ-250/1500	150—230	80—150	60—75 *

* Диаметр скважины и трубы.

Для оснащения торпеды применяют детонирующий шнур типов ДШВ, ДШУ, ДШТ или ДШТТ.

Центраторы для торпеды изготавливают из эластичного материала — резиновых прутков, которые пропускают через отверстия корпуса и закрепляют от смещения шплинтами.

Выбор величины заряда взрывного вещества, числа его рядов и порядка намотки на корпус зависит от цели торпедирования.

4.11.4. Торпеда кумулятивная

Торпеды кумулятивные осевого действия типа ТКО на кабеле (рис. 4.34, табл. 4.28) предназначены для разрушения металлических предметов и твердых пород. Кроме того, торпеды диаметром от 38 до 72 мм можно использовать для ликвидации заклиниваний долот турбобуров.

Корпус торпед типа ТКО 200 и ТКО 120-600 стальной, прочный и допускает спуск их на бурильной колонне. Для остальных торпед их детали и корпус изготавливают из легких алюминиевых сплавов преимущественно Д16, разрушающихся при взрыве.

Во время взрыва торпеды образуется кумулятивная струя, движущаяся со скоростью 8—10 тыс. м/с, которая образует в торпедирующем предмете канал глубиной 1,4—2,5 см и диаметром входного отверстия 0,3—0,6 диаметра заряда. Образующие каналы усиливают разрушение.

Расход торпед на разрушение: долота 2—3 шт., долота с переводником 3—5 шт., лапы с шарошкой 1—2 шт. и роторного клина 3—4 шт. Максимальный эффект разрушения достигается при контакте торпеды с разрушаемым предметом и при соответствии мощности ее заряда размеру разрушаемого металлического предмета.

Таблица 4.29

Техническая характеристика торпед на бурильных трубах

Параметры	Типоразмер торпеды		
	ТКО 200	ТКО 120	ТКОТ 120
Диаметр скважины для применения торпеды, мм	>214	214—160	214—160
Наружный диаметр торпеды, мм	200	120	120
Максимально допустимые давления, МПа	70	50	80
Наружный диаметр корпуса устройства УСТ, мм	178	146	146
Длина устройства в сборе, мм	1380	1100	1100
Общая площадь промывочных отверстий устройства УСТ, см ²	10	10	10
Способ инициирования заряда торпеды	Капсуль-детонатор		
Возбудитель капсюля детонатора	Наклонный механизм		

В тех случаях, когда диаметр скважины значительно больше диаметра торпеды (например, диаметр скважины 394 мм, а торпеды 120 мм), эффект от торпедирования усиливают за счет одновременного взрыва двух-трех торпед. Групповой взрыв осуществляют посредством взрыва торпед одного типоразмера, имеющих заряды ВВ одинакового состава от единого взрывного патрона через дополнительные заряды строго одинаковой длины к каждой торпеде. Если несколько торпед, спущенных в скважину, намечают подорвать от индивидуальных электровзрывателей, соединенных параллельно, то кумулятивный эффект достигается от одной торпеды, а другие взрываются как фугасные.

Для одновременного взрыва нескольких торпед используют специальные кассетные головки типа ГК260 или ГК180 (рис. 4.35). Первыми рекомендуется работать в скважинах диаметром 295—490 мм с установкой трех торпед типа ТКО 120—600, вторыми — в скважинах диаметром 214—295 мм с торпедами типа ТКО 70.

Торпеды типа ТКО на бурильных трубах (табл. 4.29) применяют в тех случаях, когда ствол скважины осложнен и затрудняется, а в отдельных случаях исключается установка торпеды на разрушаемый предмет вследствие покрытия последнего шламом. На бурильных трубах опускают торпеды типа ТКО 200, ТКО 120 и ТКОТ 120. Причем между трубами и торпедой устанавливают специальное устройство для спуска торпед УСТ. Устройство типа УСТ 200 предназначено для спуска торпед ТКО 200 и ТКО 120, а устройство УСТ 120 — только для торпед ТКО 120 и ТКОТ 120.

Общий вид торпед ТКО в комплекте с устройством для их спуска

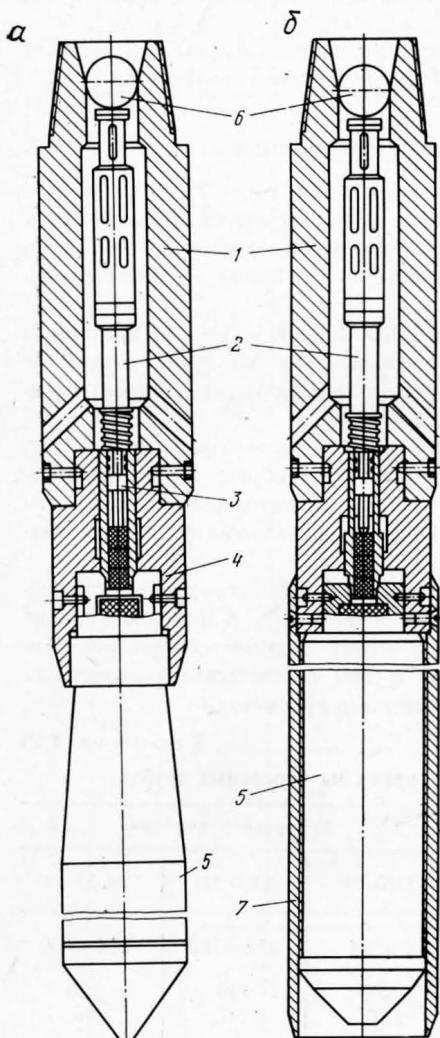


Рис. 4.36. Торпеда кумулятивная осевого действия типа ТКО на бурильных трубах с устройством для спуска

назначено для спуска торпед ТКО 200 и ТКО 120, а устройство УСТ 120 — только для торпед ТКО 120 и ТКОТ 120.

Общий вид торпед ТКО в комплекте с устройством для их спуска

показан на рис. 4.36. Эти торпеды изготавливают двух видов: нетермостойкие (рис. 4.36, а) и термостойкие (4.36, б), которые опускаются в предохранительном кожухе.

Торпеда состоит из корпуса устройства для спуска торпед УСТ 1, накольного механизма 2, инициирующего узла 3, переходника 4, торпеды 5, шара 6 и предохранительного кожуха 7.

Собранный, как показано на рис. 4.36, торпеду в комплекте с устройством для спуска торпед и находящимся в нем накольным механизмом подсоединяют к бурильной колонне через переводник и опускают к месту взрыва. При спуске под действием гидростатического давления преодолевается сопротивление пружины и накольный механизм встает в рабочее положение. Это происходит при глубине спуска торпеды 300—500 м. При достижении глубины торпедирования скважину промывают до выравнивания плотности бурового раствора, затем внутрь труб бросают шар. Последний вместе с потоком бурового раствора достигает взрывателя, штифты срезаются, предохранительная втулка освобождается, шарики заходят внутрь втулки, поршень устремляется к детонатору и накалывает его. Капсюль-детонатор взрывается, в результате возбуждается детонация дополнительного промежуточного и основного зарядов торпеды.

4.11.4.1. Торпеды труборезы кумулятивные

Труборезы кумулятивные (табл. 4.30) предназначены для перерезания в скважинах различных видов труб (обсадных, бурильных и насосно-компрессорных). Труборез (рис. 4.37) состоит из следующих ос-

Т а б л и ц а 4.30
Техническая характеристика труборезов ТРК

Типоразмер трубореза	Наружный диаметр, мм	Длина без груза, мм	Масса без груза, кг	Масса заряда, г	Перерезаемая труба		Условия применения		
					Тип	Условный диаметр, мм	Максимальное допускаемое внешнее гидростатическое давление, МПа	Максимальная допускаемая внешняя температура, °С	
TPK 45	45	<210	<1,9	10,5	Насосно-компрессорная	60	80	150	
TPK 55	55	<230	<2,6	22,6	То же	73	80	150	
TPK 68	68	<235	<3,9	36,8	»	89	80	150	
TPK 85	85	<250	<5,1	81,0	Бурильная	114	80	150	
TPK 90	90	<255	<6,0	81,0	Обсадная	114	80	150	
TPK 110	110	<250	<7,5	125,0	Бурильная	140	50	100	

П р и м е ч а н и е. Труборезы опускают в бурильные трубы с равнопроходными концами типа ТБПВ, ТБВК и в алюминиевые трубы с высаженными наружу концами.

новных деталей: груза 1, переходника 2, корпуса 3, кольцевого кумулятивного заряда 4, детонирующего удлиненного заряда 5 и заглушки 6.

В корпусе 3 между двумя крышками помещается кумулятивный заряд 4, облицованный листовой медью и подпружиненный снизу. Внутри кумулятивного заряда находится удлиненный детонирующий заряд. Корпус снизу герметизируется заглушкой 6 с двумя кольцевыми уплотнениями, а сверху — резиновым уплотнением, внутри которого размещаются изолятор и контакт. Переходник 2 соединен с корпусом резьбовым соединением, которое стопорится винтом. С помощью винтов с шайбами к переходнику подсоединяется груз, который, в свою очередь, крепится к каротажному кабелю.

В качестве заряда используют цилиндрическую шашку с наружной кольцевой кумулятивной выемкой, инициирование которой осущес-

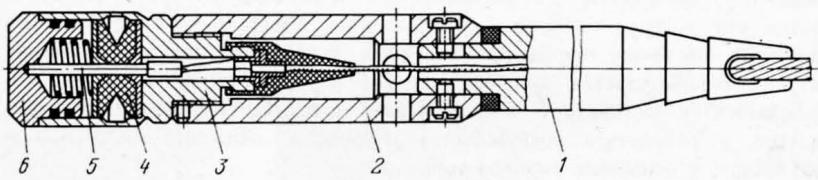


Рис. 4.37. Труборез кумулятивный

твляется электродетонатором ТЭД 200 через детонирующий удлиненный заряд ДУЗ, соединенный с каротажным кабелем.

Труборез в скважине работает следующим образом. К извлекаемым трубам прикладывают нагрузку, превышающую их собственный вес на 100—300 кН. В этих трубах спускают шаблон, диаметр которого равен или больше диаметра трубореза. Труборез для соответствующего диаметра обрезаемых труб доставляется на буровую в собранном виде без электродетонатора. Последний вставляется в труборез перед спуском его в скважину. Затем проверяется надежность контакта электродетонатора с торцом детонирующего удлиненного заряда.

Один провод электродетонатора закрепляют в отверстии контакта, а другой присоединяют к корпусу. После этого в отверстии контакта закрепляют центральную жилу кабеля и проверяют надежность контакта этих проводников с центральной жилой кабеля и массой. На верхнюю часть корпуса трубореза надевают уплотнение и удостоверяются в его герметичности. Далее корпус трубореза соединяют с переходником и грузом и опускают в трубы на заданную глубину. Труборез взрывают и вместе с переходником извлекают на поверхность. Во время взрыва образуется кумулятивная струя, которая, двигаясь в горизонтальной плоскости, при встрече со стенкой трубы перерезает ее. Расширение трубы не превышает 5—10 мм.

4.12. ТРУБОРЕЗКИ

Когда не удается извлечь прихваченный инструмент целиком, его извлекают по частям. Желательно, чтобы верхняя часть оставшейся в скважине колонны была неповрежденной и в последующем в ней можно было

проводить работы. Иногда требуется извлекать поврежденные верхние участки труб для проведения в нижних частях колонн других работ. Для этого применяют различные виды труборезок. По принципу резания труборезки делят на механические, гидравлические и химические.

Механические труборезки предназначены преимущественно для обрезания обсадных колонн, натянутых сверх собственного веса. Резание разгруженных и упавших в скважину частей обсадных колонн механическими труборезками сопровождается частыми поломками и заклиниваниями резцов вследствие передачи части веса колонны, расположенной выше их.

Гидравлические пескоструйные труборезки просты по конструкции и надежны в работе. Ими можно обрезать обсадные колонны, как нагруженные, так и подвешенные.

Химические труборезки в нашей стране не изготавливаются. Однако они имеют важные преимущества: их можно доставлять к месту резания на каротажном кабеле и использовать в трубах любого диаметра (от 60,3 мм и более).

4.12.1. Труборезка Е. И. Егорова

Самое простое устройство для резания труб имеет труборезка Е. И. Егорова (рис. 4.38), которая состоит из корпуса 1, резцодержателя-плунжера 2 с резцом 3, пружины 4, шайбы 5, шпильки 6 и отверстия для циркуляции.

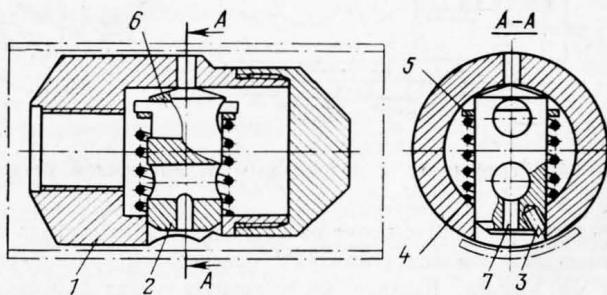


Рис. 4.38. Труборезка Е. И. Егорова

Перед началом резания необходимо натянуть извлекаемую колонну с усилием, превышающим ее вес до места разреза на 50—80 кН.

Труборезка в собранном виде присоединяется к бурильным или насосно-компрессорным трубам и опускается до места резания трубы. В трубы закачивают промывочную жидкость и под ее давлением выдвигается резак, который, упираясь в разрезаемую трубу, при последующем вращении начинает резание.

Давление нагнетаемой промывочной жидкости выбирают в зависимости от размера объекта резания. В среднем для резания такой труборезкой трубы диаметром 141—219 мм необходимо давление 3—6 МПа.

Окончание резания замечается по снижению усилия вращения труб и освобождению извлекаемой части трубы. После резания выключают циркуляцию, и резец под действием пружины устанавливается в исходном положении. Конструкция данной труборезки допускает охлаждение резца через канал 7, а также мягкую его подачу.

4.12.2. Труборезка с автономным перемещением резцов

В конторе бурения № 3 б. треста Краснодарнефтегазразведка разработана и применена внутренняя труборезка для резания обсадной колонны диаметром 146 мм.

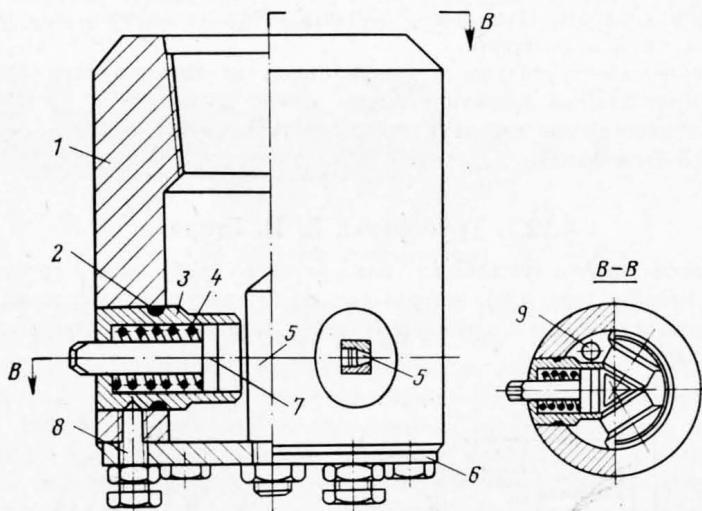


Рис. 4.39. Труборезка с автономным перемещением резцов

Труборезка (рис. 4.39) состоит из цилиндрического корпуса 1 диаметром 116 мм, в котором под углом 120° просверлены три отверстия диаметром 40 мм каждое. Верхняя часть корпуса имеет замковую резьбу для соединения с бурильной колонной, а в нижней части корпуса сделаны выемка и сверление для установки и закрепления дна корпуса 6. В боковые отверстия корпуса вставляется цилиндр резца 3 наружным диаметром 40 мм, имеющий внутри отверстие диаметром 20 мм. В последнем размещаются резец 5, имеющий квадратное сечение с шириной граней 12 мм и цилиндрической головкой диаметром 20 мм, а также пружина 4, возвращающая в исходное положение резец после прекращения циркуляции. Цилиндр резца закрепляется штопором 8 и уплотняется резиновым кольцом 2. За рабочую поверхность резца, изготовленного из стали марки 45, принятая победитовая пластинка, которая заправлена в виде двустороннего резца. В дне корпуса по центру установлен ограничитель хода резца 7 внутри корпуса а также просверлено отверстие 9 для создания перепада и отверстия для соединения винтами дна с кор-

пусом. Помимо того, в дне имеются три отверстия для размещения стопоров 8 цилиндра резца 3.

Собранные внутреннюю труборезку спускают в скважину на необходимую глубину. При этом трубы, подлежащие резанию, натягивают с усилием, превышающим собственный вес до места разреза на 80 кН. Для резания трубы восстанавливают циркуляцию с давлением порядка 3—7 МПа, в результате чего на резцы передается усилие, равное 100—200 кг. Под этим усилием резцы выдвигаются и при последующей скорости вращения 50—80 об/мин режут трубу. Эта труборезка надежна в работе и проста в обслуживании. После работы стопорные винты цилиндра резца отвинчивают и вытаскивают вместе с резцом, который затачивают, проверяют все узлы, и снова собирают труборезку.

4.12.3. Труборезка-труболовка с силовым конусом

В корпусе труборезки (рис. 4.40) размещаются под углом 120° три резца, изготовленных из стали марки 45Х или 45ХН и армированных пластинками из твердого сплава Р-18 или ТК-15. На корпусе труборезки, имеющем диаметр на 5—8 мм меньше внутреннего диаметра разрезаемых труб, желательно вырезать пазы для лучшей проходимости ее в скважине. Принцип работы труборезки подобен работе приведенных выше трех конструкций труборезок. Он основан на выталкивании резцов силовым конусом. Момент снижения давления вследствие сообщения внутренней полости труборезки с пространством через разгрузочное отверстие указывает на окончание резки трубы. Силовой конус, опустившись вниз до упора в ограничительное кольцо, исключает возврат резцов внутрь труборезки. Отрезанный участок трубы при подъеме удерживается на резцах, поэтому последние должны быть рассчитаны на удержание извлекаемых труб и срез их, если невозможно извлечь отрезанную колонну труб.

Труборезку в собранном виде, как указано на рисунке, спускают в скважину, при этом предварительно проверяют способность перемещения деталей, качество заправки и сопряжения резцов, а также режим работы труборезки. Резание возможно при перепаде давления 2—3 МПа.

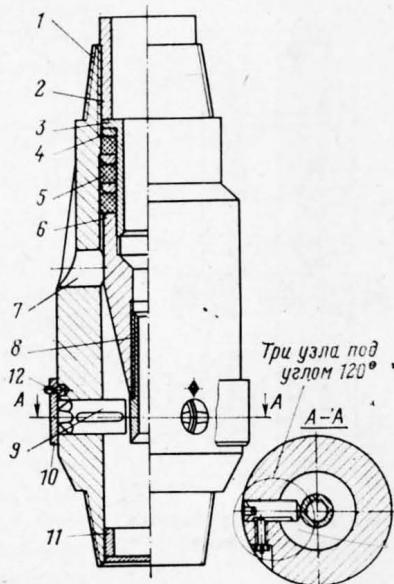


Рис. 4.40. Труборезка-труболовка с силовым корпусом:

1 — корпус; 2 — регулирующая втулка; 3 — зажимная втулка; 4 — кольцо; 5 — манжета; 6 — силовой конус; 7 — разгрузочное отверстие; 8 — штуцер; 9 — резец; 10 — ограничительное кольцо; 11 — нижнее ограничительное кольцо; 12 — фиксатор

При вводе труборезки в трубу происходит срезание штопоров, и кольцо-ограничитель поднимается. Далее по достижении места резания устанавливают ранее выбранный режим резания и врачают колонну. Снижение давления промывочной жидкости и характерное заклинивание ротора свидетельствуют об окончании резания (обычно через 5–30 мин после начала вращения).

Если необходимо освободиться от извлекаемых труб, то создают напряжение на 30–40 кН больше веса извлекаемых труб и медленно вращают труборезку. Как правило, через 20–50 об. резцы срезаются и труборезка освобождается.

Для центрирования верхней части извлекаемых труб на колонне труб, спускаемых с труборезкой, следует устанавливать центраторы.

4.12.4. Труборезка пескоструйная

Труборезка пескоструйная (рис. 4.41) предназначена для обрезания обсадных колонн в скважинах диаметром от 146 до 324 мм. Труборезка состоит из корпуса 1, втулки 2, башмака 3 и сменных ниппелей 4 с насадками 5. Втулка 2 фиксируется стопорными винтами 6 и уплотняется эластичными кольцами 7, а также имеет в верхней части седло под шар 8. У башмака 3 также есть седло под шар 9. Корпус 3 оснащается комплектом (под различные диаметры труб) сменных ниппелей с насадками.

Рис. 4.41. Труборезка пескоструйная

Труборезку готовят к работе следующим образом. В корпус 1 ввинчивают башмак 3, устанавливают втулку 2 с эластичными кольцами 7 и фиксируют стопорными винтами 6. Затем из комплекта сменных ниппелей берут ниппели под обрезаемый диаметр труб и ввинчивают в корпус. В зависимости от толщины стенок обрезаемых труб регулируют степень завинчивания ниппелей в корпус. Для оптимального режима резания необходимо, чтобы насадка находилась не более чем на 8–10 мм от стенки обрезаемой трубы. Для получения оптимального расстояния между стенкой трубы и торцами ниппелей производят регулировку степени завинчивания ниппелей путем перемещения их в резьбовом соединении ниппеля с корпусом.

Работает труборезка следующим образом. Подготовленную, как указано выше, труборезку опускают к месту резания и восстанавливают циркуляцию бурового раствора. Затем бросают шар 9 для перекрытия центрального канала и направления потока жидкости через насадки. Убедившись в нормальной циркуляции, можно приступить к закачиванию в трубы жидкости резания (раствора с песком) и обеспечения ее круговой циркуляции. Одновременно надо вращать бурильную колонну с труборезкой. Выходящая из насадок жидкость через 1–3 ч перережет трубу. Удосто-

верившись в том, можно бросать второй шар. Тогда циркуляция восстановится, давлением срежутся отверстия, перекрытые втулкой, и циркуляция начнется через них. Убедившись в наличии циркуляции, ее прекращают и извлекают труборезку из скважины.

4.13. ПРИХВАТООПРЕДЕЛИТЕЛИ

Прихватоопределители (табл. 4.31) служат для определения верхней границы прихвата бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в скважинах.

Таблица 4.31

Краткие сведения о прихватоопределителях

Параметры	Тип прихватоопределителя			
	ПО-90	ПО-70	ПО-50	ПО-25
Предельные внутренние диаметры труб и их соединений, в которых рекомендуется работать прихватоопределителем, мм	115—165	76—115	62—76	30—50
Внутренний диаметр корпуса, мм	61	46	36	19
Длина сердечника намагничивающей катушки, мм	266	253	258	238
Диаметр сердечника намагничивающей катушки, мм	25	20	20	18
Длина, мм	452	422	412	403
Наружный диаметр, мм	90	70	50	25
Масса, кг	17,5	8,5	5,2	1,42

Прихватоопределитель (рис. 4.42) состоит из электромагнита 1, помещенного в герметичный корпус 2 из немагнитного материала. Электромагнит изолируется от внешней среды головкой 3 и днищем 4. Последние одновременно являются соответственно верхним и нижним полюсами электромагнита. В головке 3 размещаются свечной ввод и узел закрепления каротажного кабеля. В практике нашли применение прихватоопределители четырех типоразмеров.

Прихватоопределители рассчитаны на работу при максимально допустимой температуре 100 °С и максимально допустимом давлении в скважине 100 МПа. Напряжение питания должно составлять 270—500 В, а сопротивление обмотки катушек 900—1100 Ом.

Работа прихватоопределителя основана на свойстве ферромагнитных материалов, размагничивающихся при деформации предварительно намеченных установок. В зону предполагаемого места прихвата опускают прибор для получения характеристики намагнченности прихваченных труб. Производят так называемый «первый контрольный замер» в месте прихвата. Далее в зоне прихвата устанавливают контрольные магнитные метки путем подачи тока через электромагнит на участки колонны, рас-

положенные на расстоянии 10 м друг от друга. При этом на каждом участке намагничивается отрезок трубы длиной 15—20 см.

Вторым контрольным замером записывается кривая магнитной индукции вдоль всего участка, где установлены магнитные метки. Последние за кривой магнитной индукции выделяются четкими аномалиями. На диаграмме меньшими аномалиями отбиваются также замки и муфты.

Амплитуда пик от магнитных меток должна быть в 4—5 раз выше пик от помех и в 2—3 раза больше амплитуд от трубных муфт и замков.

Прихватенную колонну труб расхаживают непродолжительное время и в некоторых случаях делают попытки повернуть колонну, при этом металл неприхватенных труб испытывает деформацию, в результате которой магнитные метки пропадают. В зоне прихвата магнитные метки не исчезают, так как этот участок не деформируется.

Третьим контрольным замером определяют участок, где магнитные метки не исчезли,— это верхняя граница прихвата.

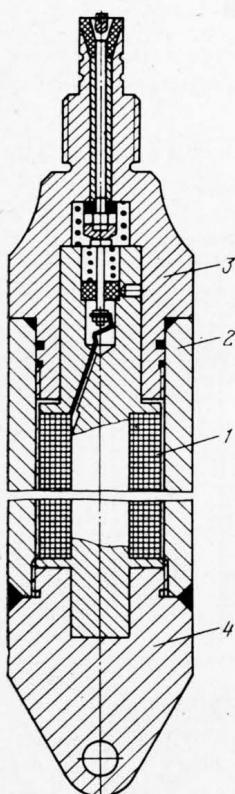


Рис. 4.42. Прихвато-определитель

Для определения характера слома бурильных труб и положения их по отношению к центру скважины используют плоскую печать, с помощью которой определяют положение долота и металлических предметов, находящихся на забое. Плоские печати изготавливают различной конструкции (рис. 4.43, б, в, г). При изготовлении плоских печатей необходимо учитывать, что они должны быть без выступающих наружу кромок. При на-

4.14. ПЕЧАТИ

Чтобы иметь представление о предмете, находящемся в скважине, месте и характере нарушения обсадной колонны, применяют печати различных видов.

4.14.1. Печать свинцовая

Печати свинцовые предназначены для получения отпечатков на торцевой или боковой поверхности.

Для определения поверхности смятия или размыва обсадных труб применяют коническую печать — это металлический стержень с отверстием внутри для прохождения бурового раствора и с кольцевыми выточками для прочной связи свинца с корпусом. Внешнюю часть печати по шаблону заливают свинцом. В верхней части она имеет резьбу для присоединения к бурильной колонне (рис. 4.43, а).

Для определения характера слома бурильных труб и положения их по отношению к центру скважины используют плоскую печать, с помощью которой определяют положение долота и металлических предметов, находящихся на забое. Плоские печати изготавливают различной конструкции (рис. 4.43, б, в, г). При изготовлении плоских печатей необходимо учитывать, что они должны быть без выступающих наружу кромок. При на-

личин последних печать может в процессе спуска или подъема обрваться, что усложнит аварию. Если вместо свинца применять другой материал, то его следует присоединять к деревянной пробке, которую крепят костылями к корпусу (см. рис. 4.43, в).

Отверстия для прохождения бурового раствора лучше делать сбоку.

Категорически запрещается спускать в скважину печати, присоединяемые с помощью сварки к долотам, переводникам, обсадным трубам и т. д.

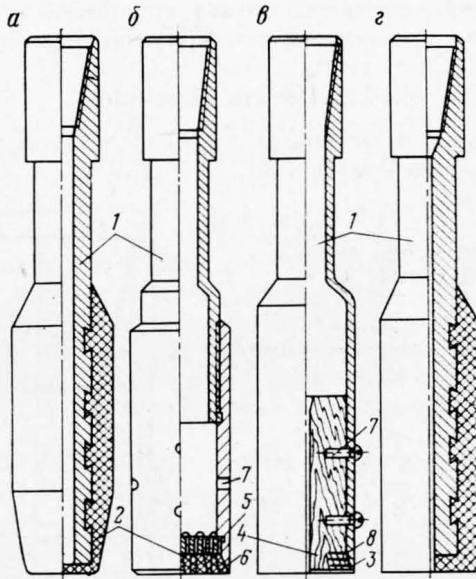


Рис. 4.43. Печати свинцовые:

а — коническая; б, в, г — плоские; 1 — корпус; 2 — свинец; 3 — алюминиевая оболочка; 4 — пробка деревянная; 5 — фланец; 6 — проволочная основа; 7 — винт; 8 — гвоздь

Диаметр печати должен быть на 25 мм меньше диаметра скважины. Если печать опускают для определения разрыва обсадной колонны, то ее диаметр должен быть на 2—3 мм меньше диаметра долота. Для получения отпечатка нагрузка на печать в большинстве случаев должна быть не более 15—50 кН. Если известно, что место слома имеет очень острые кромки, то нагрузка должна быть не более 15 кН (во избежание оставления свинца).

При изготовлении торцевой и боковой печатей необходимо по всей ее рабочей поверхности перед заливкой свинцом или другим вяжущим веществом сделать проволочную арматуру.

В плоскости, на которую заливают свинец, просверливают отверстия диаметром 3—5 мм в шахматном порядке с расстоянием между ними 30—40 мм. Через эти отверстия пропускают проволоку диаметром 2—3 мм и делают сетчатую арматуру высотой на 2—3 мм меньше высоты

свинцовой или мастичной основы. После этого печать заливают материалом, на котором желают получить отпечаток. Такая печать является надежной и прочной [33].

Рационализаторы С. Эпельбаум, А. Казимов и А. Негушкин предложили применять вместо свинца сплав-заменитель, состоящий из алюминия (98—98,5 %) и сурьмы (1,5—2 %). Температура плавления такого сплава 660 °С. Отпечатки на этом сплаве получаются четкие и ничем не отличаются от отпечатков на свинцовых печатях. Печать из нового сплава можно использовать многократно. Сплав куется так же, как и свинец, но он в 4 раза легче свинца, что облегчает труд рабочих, занятых перемещением печатей.

4.14.2. Печать объемная

Печать объемная предназначена для получения отпечатка предмета, находящегося в скважине (табл. 4.32).

Таблица 4.32
Краткая характеристика печатей объемных

Обозначение печати	Наружный диаметр, мм	Присоединительная резьба	Длина, мм
ПОУ 112	112	3-76	340
ПОУ 138	138	3-76	340
ПОУ 170	170	3-121	340
ПОУ 195	195	3-121	340
ПОУ 225	225	3-147	340
ПОУ 250	250	3-147	340
ПОУ 275	275	3-147	340
ПОУ 300	300	3-171	390
ПОУ 325	325	3-171	390
ПОУ 370	370	3-171	390

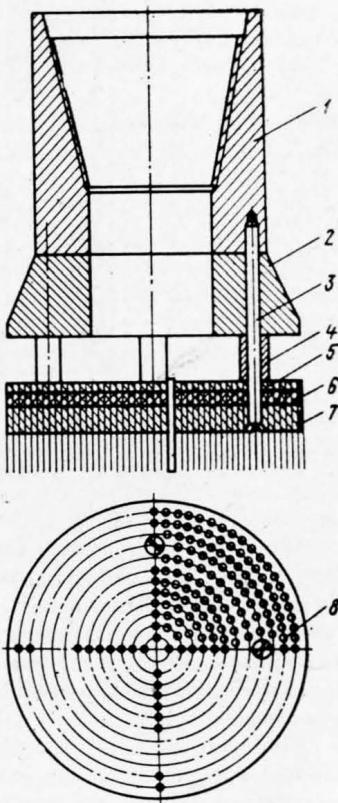


Рис. 4.44. Печать объемная

Печать (рис. 4.44) состоит из корпуса 1, сменного переходника 2, втулок 3, винтов 4, плиты стопорной 5, эластичной прокладки 6, плиты направляющей 7 и стержней 8.

Особенности печати заключаются в возможности ее многократного использования и универсальности для скважин диаметром от 118 до 394 мм.

В основу конструкции печатей объемных заложено получение отпечатка глубиной 3 см. При необходимости получения отпечатка большей глубины устанавливают удлиненные стержни и винты, а также по две втулки на каждый винт.

Печати изготавливают по комплектам. Согласно комплектности поставляется одна печать в сборе и к ней сменные переходники, плиты стопорные, плиты фиксирующие и эластичные прокладки под соответствующий диаметр печатей данного комплекта в соответствии с номером комплекта.

Подготовка печати к работе заключается в следующем. Для соответствующего диаметра скважины берут плиту стопорную 5 и плиту направляющую 7, между ними устанавливают эластичную прокладку 6 (из прорезиненного ремня или резины), а в совмещенные отверстия плит пропускают стержни 8. При этом эластичная прокладка удерживает стержни от перемещения вдоль отверстий плит. Собранные плиты с прокладкой присоединяют винтами к корпусу. Стержни с выбранной высотой устанавливают в плоскости, параллельной плоскости плиты направляющей. Собранную таким образом печать осторожно присоединяют к бурильной колонне. Перед спуском в скважину убеждаются в отсутствии смещения стержней в результате работ по присоединению печати к бурильной колонне.

Опускают печать осторожно, особенно после выхода из-под башмака обсадной колонны. По достижении места получения отпечатка к бурильной колонне прикладывают нагрузку 20—50 кН.

При соприкосновении с предметом, находящимся в скважине, стержни начнут перемещаться вверх и воспроизведут форму верхней части этого предмета.

4.15. ЛОВИЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТУРБОБУРОВ

Укороченный ловитель предназначен для захвата оставленного в скважине турбобура за выступающую часть вала (контргайку и гайку). Это обычный ловитель, у которого наружные поверхности плашек растачиваются или изготавливаются новые плашки для захвата за гайку и контргайку. Корпус ловителя обрезается на 25—30 мм ниже шпонки для более глубокой посадки. Для удобства захвата желательно изготавливать контргайку удлиненной до 300 мм, причем наружный ее диаметр нужно делать равным диаметру элементов бурильных труб, чтобы можно было захватить турбобур стандартными плашками соответствующего ловителя.

Устройства для извлечения турбобуров (рис. 4.45) с захватом за гайку и контргайку. Конструкция и работа этих устройств подобны конструкции и работе ловителей. Отличительная особенность — более низкая посадка плашек.

Гладкие колокола применяют для извлечения турбобуров и их узлов с захватом за подпятники, корпус, муфту и т. д. Конструкция их аналогична конструкции колоколов для извлечения труб. Конусность ловильной части колоколов 0,5—5°.

Максимальный диаметр гладкого колокола для извлечения турбобуров на 5—10 мм больше диаметра узла турбобура, за который планируется его захватить, а минимальный — на 15—20 мм меньше его. На-

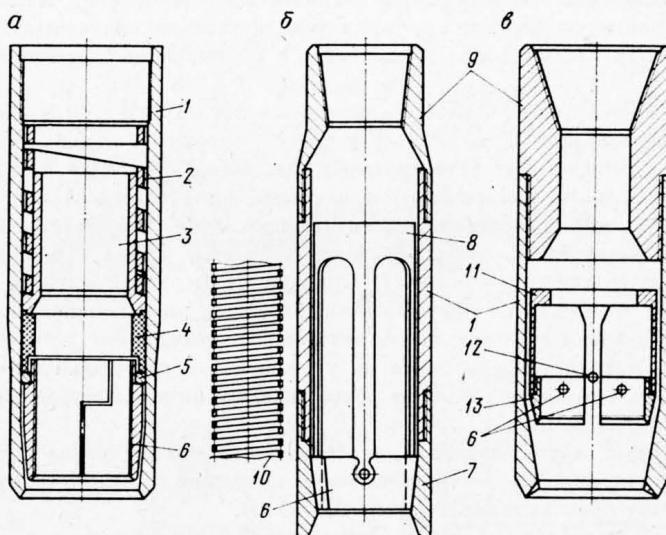


Рис. 4.45. Устройства для извлечения турбобуров — турбиноловки:

а — Я. В. Часовитина и Р. Н. Осипова; *б* — М. П. Штепо; *в* — Н. Н. Безрукова; 1 — корпус; 2 — пружина; 3 — направляющая втулка; 4 — резиновое уплотнение; 5 — упорное кольцо; 6 — плашки; 7 — направляющая воронка; 8 — пружинный фонарь; 9 — переводник; 10 — спиральная пружина; 11 — стакан; 12 — винт; 13 — шурупы

грузку на гладкий колокол для захвата турбобура и его узлов доводят до 200 кН.

Захваченный гладким колоколом турбобур поднимают без вращения и резких посадок бурильной колонны.

Трубные ловушки используют для извлечения турбобуров с захватом за корпус. Они представляют собой корпус турбобура или обсадную трубу длиной 5—6 м, в которых на поверхности сделаны вмятины для заклинивания турбобура при входе его внутрь ловушки. К нижней части ловушки присоединяют воронку или развалцовывают низ ловушки для облегчения захода турбобура.

Ловитель турбобура Л. В. Алянчикова (рис. 4.46) применяют для захвата турбобура под ниппель или под переводник или под диски статоров.

4.16. ОТВОДНЫЕ КРЮЧКИ

Отводные крючки (рис. 4.47) предназначены для установки по центру скважины отклоненной в ней бурильной колонны. Они изготавливаются кованными, прямоугольного или круглого сечения с резьбой ниппеля замка в верхней части. Нижний конец отгибают в сторону и вниз. Внутри отводного крючка по центру для прохода бурового раствора просверливают отверстие диаметром 30—38 мм. Длина развода крючка должна быть на 25 мм меньше диаметра скважины.

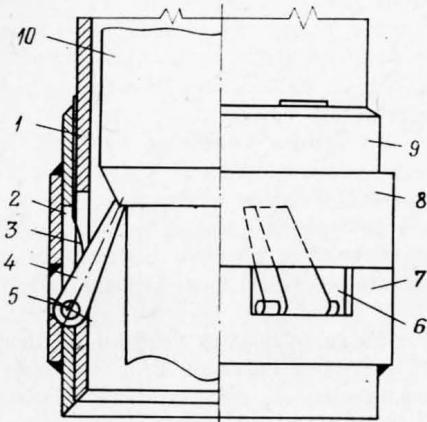


Рис. 4.46. Ловитель турбобуров Л. В. Алянчикова:
1 — обсадная труба; 2 — башмачная муфта; 3 — пружина;
4 — собачка; 5 — ось; 6 — окно; 7 — 8 — вспомогательные
кольца; 9 — дополнительное кольцо; 10 — ниппель турбо-
бура

**Рис. 4.47. Отвод-
ной крючок кова-
ный**

Отводной крючок применяют в том случае, когда установлено, что верхняя часть бурильной колонны отклонена в сторону.

Однако применение отводных крючков не всегда дает положительный результат, так как вследствие жесткости трубы после выхода из захвата крючка колонна снова стремится занять первоначальное положение. Поэтому за время подъема крючка или спуска ловильного инструмента в большинстве случаев не удается накрыть оставшуюся в скважине бурильную колонну. Кроме того, крючки часто ломаются. По этим причинам их применение ограничено.

Используют также отводные крючки, изготавляемые из утяжеленных бурильных труб, из заготовок башмачных труб и корпусов. Во избежание слома козырька работать отводным крючком следует очень осторожно. Перед спуском его в скважину необходимо определить местонахождение верхней части образовавшейся бурильной колонны. Отводной крючок опускают на расстояние 5—10 см от верха бурильной колонны и машинным ключом поворачивают трубы, на которых он спущен. Чтобы найти место свободного прохода крючка, его опускают немного ниже верха оборванной части бурильной колонны. Затем приподнимают бурильную

колонну с крючком, поворачивают ее на 90° , делают на роторе отметку и вновь опускают. Эти операции повторяют до тех пор, пока крючок не будет повернут на 360° . Затем, когда найдено место свободного прохода, крючок опускают в этом положении на 20—30 см ниже верха бурильной колонны и отводят трубы, поворачивают их машинными ключами на $\frac{1}{4}$ — $\frac{1}{2}$ оборота. Проделав эти операции, крючок поднимают на 1—2 м выше обврвавшихся труб.

Если по подъему заметно, что крючок не отвел трубу к центру, то спуск повторяют и делают уже два поворота до 120° каждый и снова поднимают крючок. Эти операции выполняют несколько раз с добавлением одного поворота на 120° до тех пор, пока ротор не повернется назад («отдача» ротора). Если этого не будет за один-два полных оборота, то бурильную колонну опускают на 20—30 см ниже и повторяют те же операции, пока не возникнет поворота ротора назад.

Это явление показывает, что крючок зацепился за бурильную колонну, находящуюся в скважине. Для устранения «отдачи» и для полного зацепления отводного крючка за трубу необходимо, чтобы собачка обратного хода ротора была в сочленении с храповым колесом. В таком положении во время подъема бурильной колонны с отводным крючком при последнем ходе под действием крутящей силы колонна может оттолкнуться к центру скважины.

После предполагаемой установки бурильной колонны по центру делают два-три полных оборота отводным крючком. Если при этом не обнаруживаются толчки и заклинивания, то, следовательно, бурильная колонна поставлена по центру. Затем начинают подъем колонны, одновременно с которым не следует проводить других работ, так как можно вновь отклонить трубы.

Если при вращении машинным ключом бурильной колонны с отводным крючком или при ее подъеме произойдет резкий скачок с «отдачей» и при последующем повороте на 90 — 100° «отдача» ротора не будет наблюдаться, то крючок работает рядом и непрочно зацепляет бурильную колонну. В этом случае следует продолжать поиски такого положения, при котором отводной крючок будет поворачиваться свободно.

Когда описанными методами верх обрыва поставить по центру не удается, пропускают отводной крючок возможно ниже, заводят его зев за трубу и протягивают при натяжении вдоль бурильной колонны. Эти операции выполняют несколько раз. Если желаемых результатов не получено, то снова опускают отводной крючок на возможно большую глубину, заводят его зев за трубу, но не протягивают, а, приподняв бурильную колонну на 20—30 см, снова поворачивают крючок на 45 — 90° . При этом собачка обратного хода ротора должна быть закрыта, чтобы не произошло «отдачи» бурильной колонны. Подъем бурильной колонны на 20—30 см с последующим заводом крюка повторяют.

Если и этот метод не дает положительного результата, то надо поставить бурильную колонну по центру при помощи ловушки-захвата, присоединенной к ловильному инструменту.

При опускании ловушки-захвата ниже верха обрыва сухари под действием нагрузки пропускают трубу внутрь ловушки и закрывают ее. За-

тем бурильную колонну поднимают (протягивают) до верха обрыва. Желательно опускать ловушку со шлипсом или колоколом, что позволяет одновременно с отводом вверх обрыва от стенки скважины соединяться с ней, не поднимая бурильной колонны с ловушкой.

Помимо указанной ловушки-захвата для установки верхней части бурильной колонны по центру и направления ее в ловильный инструмент М. Ш. Измайловым предложен ловильный инструмент для захвата труб в скважине (рис. 4.48). Он применялся успешно в различных организациях. Для работы в скважине направляющую трубу опускают до верха

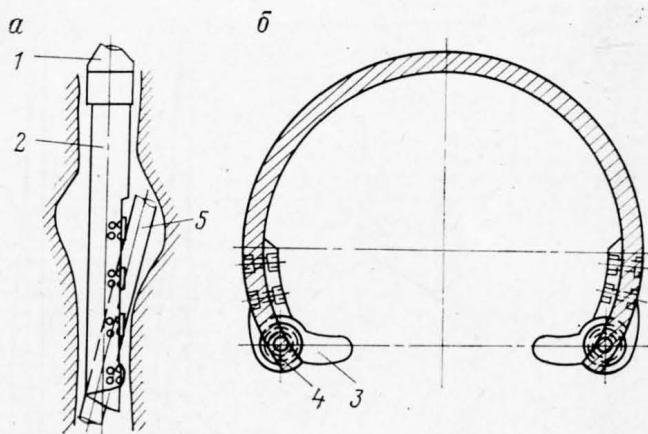


Рис. 4.48. Направляющая труба М. Ш. Измайлова:

а — схема работы; б — поперечный разрез; 1 — ловильный инструмент; 2 — направляющая труба; 3 — отводной крючок; 4 — пружина; 5 — извлекаемая труба

сломанной трубы. Затем при промывке и плавной подаче бурильной колонны направляющую трубу опускают ниже верха обрыва на длину, обеспечивающую заход трубы в боковую прорезь. Медленными поворотами, вначале на $\frac{1}{2}$ — $\frac{1}{4}$ оборота ротора, затем увеличивая обороты до одного-двух, заводят бурильную трубу и соединяют ловильный инструмент с находящейся на забое бурильной колонной. Ловушка-захват и направляющая труба позволили соединить ловильный инструмент с находящейся на забое бурильной колонной с первого же спуска.

4.17. ЕРШИ

Ерши служат для ловли оставшегося в скважине каротажного кабеля. Они имеют различную конструкцию и изготавливаются из различных материалов. Наиболее широкое распространение получили ерши (рис. 4.49), которые изготавливают либо из заготовки долота РХ путем нарезания на торцах крючков в шахматном порядке, либо путем наварки на металлический стержень крючков также в шахматном порядке.

Каждый ерш обязательно должен иметь воронку, расположенную на 20—30 см выше крючков, которая центрирует его и заставляет вылавливаемый канат или кабель спускаться. Воронка препятствует прохождению ерша ниже местонахождения вылавливаемого предмета, что, в свою очередь, предупреждает возникновение осложнения вследствие захвата ин-

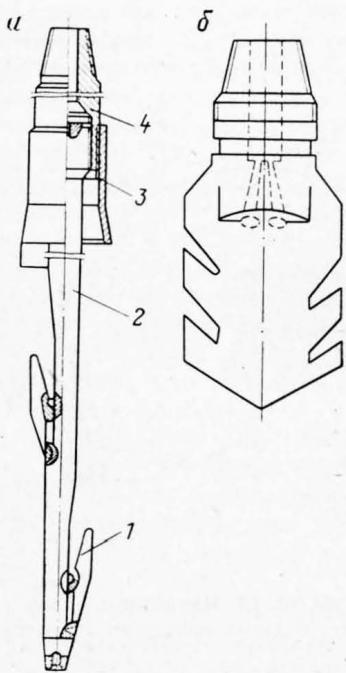


Рис. 4.49. Ерши:
а — из отработанного метчика;
б — из заготовки долота; 1 — крючок;
2 — стержень; 3 — воронка;
4 — переводник

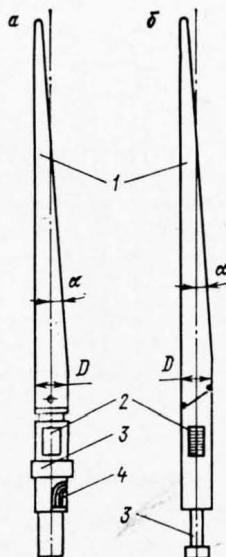


Рис. 4.50. Отклонитель
типа ОТЗ
а — с опорой для закрепления на трубах; б — с опорой на забой; 1 — корпус клина; 2 — пластины стопорные; 3 — опора клина; 4 — захватное устройство

струмента кабелем или канатом. Применение воронок для ершей, работающих в обсадной колонне, обязательно. Некоторые мастера недооценивают значение этой воронки и тем самым часто осложняют аварию, ликвидация которой значительно затягивается. Воронки должны иметь несколько отверстий для лучшего прохождения бурового раствора.

При изготовлении ершей диаметр стержня должен быть не менее 35 мм, а диаметр воронки на 30—50 мм меньше диаметра скважины. Применение крючка с зевом на 15 мм большим, чем диаметр каната, дает хорошие результаты при ликвидации аварий.

Длина ерша должна быть 1,5—2 м. Выбор величины нагрузки производится с учетом состояния скважины, длины оставшегося каната или кабеля и характера разрыва. В процессе работы на ерш передают нагрузку 10—20 кН. Затем поднимают инструмент, поворачивают на $\frac{1}{2}$ — $\frac{1}{3}$ оборота и вновь опускают. Этую операцию выполняют несколько раз.

4.18. ОТКЛОНИТЕЛИ

4.18.1. Отклонитель турбинный

Отклонитель турбинный предназначен для зарезки новых стволов в аварийных случаях и для бурения наклонно-направленных скважин.

Техническая характеристика отклонителей турбинных

Шифр	TO2-195	TO2-240
Тип	Шпиндельный с подвеской вала турбинной секции	
Состав изделия:		
турбинная секция	1	1
шпиндельная секция	1	1
Число ступеней турбины	105	93
Рекомендуемый диаметр долота, мм	214	269
Присоединительные резьбы:		
к бурильным трубам	3·147	3·171
к долоту	3·212	3·147
Расход жидкости (воды), л/с	30	45
Частота вращения вала при максимальной мощности, об/мин	520	420
Вращающий момент при максимальной мощности (без учета к. п. д. опор), кН·м	870	1370
Максимальная мощность, кВт	52,6	58,8
Перепад давления в турбине при максимальной мощности, кПа	3600	3000
Средний ресурс до списания, ч	500	500
Размеры, мм:		
диаметр	195	240
общая длина $L \pm 2\%$	10 110	10 170
длина нижнего плеча	2200	2600
Масса, кг $\pm 2\%$	1774	2507

В комплект турбинного отклонителя входят: секция турбинная со специальными переводниками, секция шпиндельная с косым переводником (1°) и калибратором, косой переводник (1°) и косой переводник (2°).

Турбинная и шпиндельная секции поставляются с ввинченными предохранительными пробками.

Ключ для роторной гайки и хомут для сборки отклонителя турбинного на буровой поставляются заводом-изготовителем по требованию заказчика за отдельную плату.

К каждому отклонителю турбинному поставляются паспорт и инструкция по эксплуатации.

4.18.2. Отклонитель для зарезки нового ствола в колонне

Для зарезки нового ствола в обсадных колоннах нефтяных и газовых скважин с целью отклонения от основного ствола применяют отклонители типа ОТЗ (рис. 4.50, табл. 4.33).

Таблица 4.33

Основные параметры отклонителей

Параметры	Шифр отклонителя				
	ОТЗ-115	ОТЗ-134	ОТЗ-185	ОЗСТ-208	ОЗСТ-220
Наружный диаметр D, мм	115	134	185	208	230
Условный диаметр колонны обсадных труб, в которых используется отклонитель, мм	146	168	219	245	273
Тип клина	Желобной			Плоский	
Угол наклона отклоняющегося клина α , градус	<2,5	<2,5	<3	<2,5	<2,5
Усилие среза, кН:					
болтов для соединения с отклонителем	80	80	80	80	80
специального винта для соединения опоры отклонителя с клином	60	60	—	—	—
специального винта для соединения плашкодержателя с корпусом	40	40	—	—	—
Присоединительная резьба отклонителя	3-76	3-76	3-88	3-88	3-88
Длина, мм	5865	6100	7000	7500	7100
Масса, кг:					
отклонителя в собранном виде (без спускного клина)	273	362	815	340	460
полного комплекта	315	416	890	430	560

5. БОРЬБА С ПОГЛОЩЕНИЯМИ, ВОЗНИКАЮЩИМИ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИН

Поглощение бурового раствора при бурении и тампонажного раствора при креплении скважин — один из наиболее тяжелых и распространенных видов осложнений, требующих значительных затрат времени и средств на их ликвидацию, иногда вызывающих другие осложнения (обвалы, водо- и нефтегазопроявления, сужение ствола) и тяжелые аварии (прихваты, открытые фонтаны, смятие обсадных колонн и др.).

При бурении скважин в продуктивных отложениях с аномально низкими пластовыми давлениями поглощения ухудшают вскрытие пластов, засоряя коллекторы. Поглощение тампонажного раствора при креплении является причиной истерметичности скважин, затрубных перетоков флюидов, недоподъема цементного раствора до проектной глубины и т. д.

5.1. ПРИРОДА ПОГЛОЩЕНИЙ

Поглощением в бурении называется уход бурового или тампонажного раствора в пласт в объеме, превышающем естественную убыль раствора в скважине. Поглощение может открыться только в том случае, если гидродинамическое давление столба бурового раствора, возникающее в стволе скважины при выполнении в нем различных технологических операций (спуска и подъема инструмента, проработки ствола, восстановления циркуляции, бурения и др.), превысит то предельное давление, при котором пласт начнет принимать буровой раствор. В дальнейшем это давление будем называть давлением открытия поглощения $p_п$.

Возникновение и интенсивность поглощений зависят от геологических и технологических факторов. К геологическим факторам относятся наличие и величина раскрытия, направление и распространение каналов в пласте, мощность, литологический состав, состояние и глубина залегания поглащающего пласта, величина пластового давления и вид флюида, а к технологическим — тип и реологические параметры бурового раствора, качество очистки скважины и бурового раствора от шлама, режимы бурения и выполнения в скважинах различных операций, геометрические размеры ствола и бурильного инструмента (колонны обсадных труб), техническая оснащенность буровой, организация работ и др. Поглощения вызывают как частичную потерю циркуляции, превышающую естественную убыль раствора за счет углубления скважин и фильтрации в пласт в процессе кольматации стенок ствола, так и полную потерю со снижением уровня бурового раствора ниже устья.

По интенсивности поглощения разделяются на частичные (без потери циркуляции), полные (циркуляция отсутствует, но уровень бурового раствора находится у устья скважины) и катастрофические (со значительным падением уровня бурового раствора в скважине ниже устья).

Каналы, по которым возможно движение бурового раствора в пласте, по происхождению делятся на естественные и искусственные.

Естественные каналы обычно представлены карстовыми полостями, кавернами, сообщающимися порами гранулярных пород (крупнозернистые песчаник, гравий, галька) и трещинами. Величина раскрытия естественных каналов изменяется в широких пределах: от нескольких микронов до десятков миллиметров. Например, на некоторых месторождениях Волго-Уральского района в отложениях, представленных карбонатными породами, размеры каверн в поперечном сечении достигают 5—10 см, а величина раскрытия трещин, особенно в зонах несогласованного залегания пород, 10—20 мм. При вскрытии карстовых каналов, каверн и за карстованных трещин наблюдаются провалы инструмента до 1—4 м и более, сопровождаемые полной потерей циркуляции бурового раствора.

Высокопроницаемые пористые песчаные породы и галечники обычно залегают на небольших глубинах. Кавернозные пласти, встречающиеся в основном в известняках и доломитах, могут залегать на глубинах, достигающих 1000 м и более. Трещиноватые породы могут быть на любой глубине.

Движение бурового раствора в пласте по естественным каналам происходит только при значительном их раскрытии. Для того чтобы буровой раствор мог свободно проникнуть в поры породы, ее проницаемость должна быть больше 300 мкм^2 .

Экспериментальными исследованиями [26] установлено, что в грануллярные коллекторы, состоящие из зерен, диаметр которых достигает 1 мм, глинистый раствор даже при перепаде давления 10 МПа совершенно не проникает, в то время как вода фильтруется свободно. С увеличением поперечного сечения размера зерна возрастает глубина проникновения глинистого раствора в породу. И только при размере зерен породы более 2,5 мм наблюдается устойчивое движение через нее глинистого раствора.

Поглощения, возникающие вследствие высокой естественной проницаемости, отличаются некоторыми особенностями. Они приурочены к определенным интервалам разреза, характеризуются равновесием между пластовым давлением флюида и гидростатическим давлением столба бурового раствора в скважине. Размеры поперечного сечения каналов ухода раствора в пласт в процессе поглощения не изменяются.

Как видно из рис. 5.1, при повышении гидродинамического давления столба бурового раствора в скважине $p_{\text{гд}}$ до значения $p_{\text{n}} = p_{\text{h}}$ (под давлением p_{n} будем понимать то критическое давление, при котором пласт, имеющий естественные каналы, принимает буровой раствор) пласт начинает поглощать.

Поскольку проницаемость большинства коллекторов, представленных песчаными породами, не превышает 3—5 мкм^2 , то поглощать глинистый раствор за счет своей проницаемости они не могут. При применении в качестве бурового раствора воды в случае бурения в песчаных отложениях вначале отмечается поглощение. Но песчаные отложения кольматируются частицами выбуренной породы, и поглощения полностью прекращаются.

Однако, как показывает отечественный и зарубежный опыт, поглощением бурового раствора наблюдаются и в отложениях, представленных малопроницаемыми песчано-глинистыми породами. Так, поглощения различной интенсивности произошли при бурении скважин на газоконденсатных месторождениях Восточной Украины. Коллекторы продуктивных отложений представлены здесь в основном трещиноватыми породами (алевролитами, мелко- и среднезернистыми песчаниками). Проницаемость песчаников составляет $0,2\text{--}0,3 \text{ мкм}^2$, в редких случаях достигает $3,0 \text{ мкм}^2$, а проницаемость глинистых пород не превышает $1\cdot10^{-3} \text{ мкм}^2$.

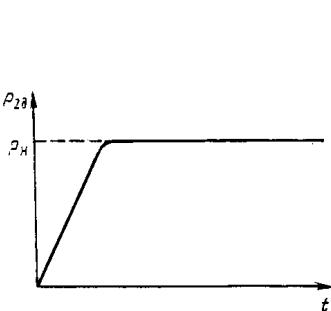


Рис. 5.1. График изменения гидродинамического давления в стволе скважины при открытии поглощения в отложениях с естественными каналами

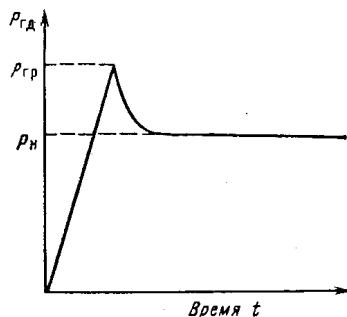


Рис. 5.2. График изменения гидродинамического давления в стволе скважины при гидоразрыве пласта

Причиной поглощений в малопроницаемых отложениях является образование искусственных каналов [42, 43] вследствие раскрытия уже существующих микротрещин естественного и искусственного происхождения и образования новых в результате разрыва скелета породы. Гидоразрыву пластов благоприятствует наличие в них трещиноватости различного происхождения, кавернозность ствола скважины и др. В продуктивных пластах одной из причин, благоприятствующих образованию трещин, служит перераспределение напряженно-деформированного состояния пород в процессе отбора флюида и падения пластового давления.

При гидоразрыве связи между частицами породы разрушаются, раскрываются существующие и образуются новые трещины различной формы и простирации, составляя систему проводящих каналов. В процессе поглощения трещины размываются поступающим в пласт раствором. После гидоразрыва поглощения происходят за счет раскрытия трещин в пласте при значительно меньшем гидродинамическом давлении в скважине вследствие разрушения связей между частицами породы, размытости и фиксации их буровым раствором и шламом.

Из рис. 5.2 видно, что при увеличении гидродинамического давления в скважине $P_{\text{гд}}$ до давления $P_{\text{п}}$, равного давлению гидоразрыва пласта $P_{\text{гр}}$, откроется поглощение. После гидоразрыва за счет разрушения связей между пропластками породы и фиксации трещин поглощение может

возникать при давлении p_h' . Давление разрыва скелета породы и разрушения связей между пропластками находят по формуле

$$p_0 = p_{gr} - p_h. \quad (5.1)$$

К отличительным особенностям поглощений, возникающих в результате образования в малопроницаемых и непроницаемых пластах искусственных трещин (каналов), можно отнести изменение степени раскрытия трещин, а следовательно, и их проницаемости, неопределенность приуроченности зон поглощения, а также отсутствие закономерности в расположении статического уровня бурового раствора в скважине. Образование искусственных трещин возможно в любом сечении ослабленного пласта и носит случайный характер.

5.2. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ

5.2.1. Особенности бурения скважин в интервалах, склонных к поглощению

Отечественный и зарубежный опыт проводки скважин показывает, что в большинстве случаев поглощения легче и дешевле предупредить, чем ликвидировать. Поэтому при бурении необходимо уделять внимание вопросам организации работ, расчета оптимальных технологических параметров и их поддержанию в процессе углубления скважин, выбора типов буровых растворов, химических реагентов и т. д.

При проводке скважины бурильщик и его помощники обязаны знать характер и глубину залегания горизонтов, при вскрытии которых возможно поглощение. Уточнение глубины этих горизонтов следует доводить до сведения членов буровой бригады путем устного разъяснения и письменного изменения в ГТН. Бригады, работающие на буровых, где ожидаются поглощения, должны быть проинструктированы и обучены соответствующим правилам ведения работ.

Буровая должна быть оснащена комплектом приборов, необходимых для контроля параметров бурового раствора. Буровая бригада обязана постоянно следить за качеством бурового раствора и его уровнем в приемных емкостях, за состоянием скважины, бурильной колонны, за исправностью оборудования и инструмента. Параметры бурового раствора измеряют периодически в соответствии с требованиями существующих инструкций.

При отклонении параметров бурового раствора от указанных в ГТН необходимо довести их значения до заданных. Утяжелять буровой раствор следует только в том случае, если его истинная плотность окажется ниже требуемой в ГТН. Плотность загазированного (насыщенного газом, воздухом) бурового раствора надо пересчитать на истинную по следующей формуле:

$$\rho = 100\rho_r / (100 - V),$$

где ρ_r — плотность загазированного бурового раствора, кг/м³; V — содержание свободного газа (воздуха) в буровом растворе, %.

При определении гидростатического давления на пласт и других расчетах надо учитывать только истинную плотность бурового раствора.

После спуска в скважину промежуточной обсадной колонны к бурению следует приступать только после приведения всех параметров бурового раствора в соответствие с указаниями ГТН. Для обеспечения нормальной проводки скважины на буровой должен быть создан необходимый запас бурового раствора, химических реагентов, утяжелителя и других материалов, обеспечивающих непрерывную работу.

Методы предупреждения поглощений заключаются в регулировании гидродинамического давления в скважине, кольматации проницаемых пластов, укреплении стенок скважины и спуске обсадных колонн.

С целью ограничения роста гидродинамических давлений в затрубном пространстве скважины выше допустимых (расчетных) значений необходимо:

- 1) не допускать резких посадок инструмента при спуске его в скважину;
- 2) прорабатывать ствол скважины при плавной подаче долота;
- 3) бурить зоны предполагаемых поглощений роторным способом с применением шарошечных долот с центральной промывкой и ограничивать подачу буровых насосов и механическую скорость бурения расчетными значениями;
- 4) не допускать чрезмерного увеличения реологических параметров и плотности бурового раствора;
- 5) своевременно вводить в буровой раствор смазывающие добавки (нефть, СМАД, ОЖК, ОЗГ) и контролировать их содержание в растворе, принимать меры по предупреждению образования сальников;
- 6) производить промежуточные промывки и проработки ствола скважины в местах посадок, затяжек, сужений, а также в призабойной зоне не менее чем на длину рабочей трубы в процессе спуска инструмента;
- 7) прорабатывать ствол скважины перед каждым наращиванием инструмента на длину рабочей трубы и добиваться свободного движения инструмента до забоя без промывки и вращения;
- 8) восстанавливать циркуляцию бурового раствора одним насосом с одновременным поднятием колонны на длину рабочей трубы и постепенным перекрытием задвижки на выходе насоса, предварительно разрушив структуру бурового раствора вращением инструмента.

Для предупреждения переутяжеления бурового раствора и поддержания его свойств в заданных пределах следует:

- 1) в процессе бурения обеспечить полную очистку скважины и бурового раствора от шлама. Для этого при бурении надо поддерживать заданную скорость восходящего потока бурового раствора в затрубном пространстве скважины и обеспечивать исправную работу всех очистных механизмов и сооружений. При определении восходящего потока необходимо исходить из фактической подачи насосов. С этой целью в циркуляционную систему следует включать расходомер или замерять подачу насосов другими способами;

- 2) перед подъемом ствол промыть до полного выравнивания параметров входящего в скважину и выходящего из нее бурового раствора;

3) часть продуктивного разреза перекрыть промежуточной обсадной колонной при наличии в разрезе скважины пластов в АВПД (особенно при значительной дифференциации пластовых давлений), чтобы снизить градиент аномальности пластового давления, а следовательно, и исходную плотность бурового раствора в открытом стволе скважины. Уменьшить дифференциацию пластовых давлений в скважине можно путем применения различных систем разбуривания месторождений, бурения разгрузочных скважин, размещения кустами скважин, бурящихся на разные объекты;

4) применять в отложениях с АВПД буровые растворы пониженной плотности (на углеводородной основе, аэрированные, с добавлением газонаполненных микробаллонов и других наполнителей), а в качестве циркуляционного агента — воздух или газ [7, 25];

5) уточнять в процессе бурения пластовое давление и вносить в ГТН и режимно-технологическую карту соответствующие корректизы;

6) следить за выносом шлама и в случае осылей пород принимать меры по их устраниению;

7) ограничивать механическую скорость бурения при проходке зон поглощений, где, как правило, наблюдается ускорение углубления скважин.

При разработке мероприятий по предупреждению поглощений и борьбе с ними необходимо учитывать природу происхождения каналов, по которым буровой раствор уходит в пласт.

В малопроницаемых породах, где причиной поглощений является образование искусственных каналов, для повышения градиента давления гидроразрыва пласта необходимо проводить работы по упрочнению приственной зоны скважины путем применения высококачественных буровых растворов, растворов с крепящими свойствами (например, ВКР) или вводить в раствор наполнители, кольматировать стенки скважин, принимать меры по предупреждению кавернообразования.

С целью повышения степени кольматации стенок скважины в процессе бурения необходимо периодически отрывать долото от забоя и прорабатывать призабойную зону скважины. Перед каждым наращиванием инструмента ствол скважины надо также проработать на длину квадратной штанги и добиться свободного его хождения до забоя без промывки и вращения.

Для повышения градиента давления открытия поглощений в пластах с естественными каналами необходимо наряду с изложенным выше принимать меры по увеличению гидравлических сопротивлений движению раствора в каналах пласта или по их полному перекрытию.

Увеличить гидравлические сопротивления в каналах пласта можно путем повышения динамического напряжения сдвига τ_0 и вязкости η бурового раствора, уменьшения проницаемости пород вводом в раствор наполнителей или полимеров, применением отверждающих веществ и буровых растворов с крепящими свойствами.

Исследованиями установлено [29], что рост τ_0 незначительно уменьшает глубину проникновения бурового раствора в пласт, но заметно повышает гидродинамические давления в скважине. С ростом глубины эта

взаимосвязь будет усиливаться, т. е. увеличение τ_0 растворов, применяемых для борьбы с поглощениями, является малоэффективным. Лучших результатов можно добиться, применяя растворы высокой вязкости.

Оптимальные буровые растворы для прохождения зоны поглощения — вязко-упругие и дилатантные жидкости. При прокачивании таких жидкостей в затрубном пространстве возникают малые сопротивления. При движении их в каналах пласта сопротивление резко возрастает по степенному закону, что приводит к уменьшению глубины проникновения в эти каналы и более равномерному заполнению пор в приствольной зоне скважины. К вязко-упругим жидкостям относятся слабые растворы некоторых полимеров, например: полиакриламида, полиоксиэтилена, сульфат-поливинилового спирта и др.

Растворы полимеров при движении в пористой среде обладают способностью уменьшить проницаемость породы вследствие адсорбции полимера породой.

С целью своевременного выявления начала поглощения бурового раствора необходимо постоянно следить за состоянием циркуляции бурового раствора и уровнем его в приемных емкостях.

В случае частичной потери циркуляции (при соблюдении изложенных рекомендаций) следует ввести наполнители или увеличить их концентрацию в буровом растворе.

При полной потере циркуляции бурильную колонну необходимо приподнять от забоя на 25–30 м и проследить за положением уровня в стволе, периодически доливая буровой раствор в затрубное пространство.

Т а б л и ц а 5.1

Наполнитель	Растекаемость в см при добавке наполнителей в %					
	2,5	5	7,5	10	12,5	15
Кожа «горох»	22	21	18	17	12	9,5
	20	18	14	11	9	—
Кордовое волокно	23	18	15	13	10	8
	20	17	12	10	—	—
Слюда	23	22	20	19	18	15
	20	18	17	15	12	11
Целлофан	19	12	—	—	—	—
	15	10	—	—	—	—
Керамзит	25	25	25	25	25	25
	22	21	20	20	19	—
Резиновая крошка	25	24	23	23	16	—
	22	20	18	16	15	—

П р и м е ч а н и е. В числителе указана растекаемость глинистого раствора, исходная вязкость которого равна 25 с по СПВ-5, а в знаменателе — 50 с по СПВ-5.

ство. Если циркуляция не восстанавливается, то колонну бурильных труб надо поднять в башмак промежуточной колонны. В приемной емкости одного из буровых насосов подготовить глинистый или другой тампон, спустить колонну бурильных труб в скважину и закачать приготовленный тампон. После закачивания тампона бурильный инструмент следует поднять в обсаженный колонной ствол скважины и оставить его в покое на 6—12 ч.

После истечения срока остановки бурение скважины надо продолжить роторным способом с добавкой в буровой раствор инертных наполнителей.

Для обеспечения нормальной работы буровых насосов при закачивании в скважину тампонов, представляющих смесь бурового раствора и наполнителей, растекаемость смеси по конусу АзНИИ должна быть не менее 10—12 см (табл. 5.1).

Если применение упомянутых мероприятий не позволит предотвратить поглощения и обеспечить проводку скважин до заданной глубины, то следует проводить специальные работы по уменьшению эффективного сечения каналов ухода бурового раствора в пласт путем увеличения наполнителей в растворе, закачки «мягких» пробок, быстросхватывающихся и других тампонажных примесей, а также путем спуска в скважину перекрывающих устройств, хвостовиков и т. д.

5.2.2. Регулирование гидродинамического давления в скважине

В общем случае для предотвращения поглощения необходимо, чтобы в процессе бурения, спуско-подъемных операций, проработки, восстановления циркуляции и других операций в скважине гидродинамическое давление столба бурового раствора в любом сечении открытого ствола было не больше давления открытия поглощений, т. е.

$$p_{\text{гд}} = p_{\text{ст}} + \Delta p_{\text{г}} \leq p_{\text{n}}, \quad (5.2)$$

где $p_{\text{гд}}$ — гидродинамическое давление в затрубном пространстве ствола скважины выше зоны поглощения, МПа; $p_{\text{ст}}$ — гидростатическое давление столба бурового (тампонажного) раствора, МПа; $\Delta p_{\text{г}}$ — прирост гидродинамического давления в затрубном пространстве скважины выше зоны поглощения за счет потерь давления на гидравлические сопротивления при циркуляции раствора, выполнении различных операций и бурении, МПа; p_{n} — давление открытия поглощений, МПа.

Так как

$$p_{\text{ст}} = g\rho L \cdot 10^{-6} = g(\rho_0 + \Delta\rho) L \cdot 10^{-6}, \quad (5.3)$$

$$p_{\text{n}} = \alpha_n L, \quad (5.4)$$

то условие предотвращения поглощения запишется в виде

$$\alpha_n \cdot 10^6 - g\rho_0 \geq \beta \cdot 10^6 g \Delta\rho, \quad (5.5)$$

где g — ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$; ρ — средняя (истинная) плотность не очищенного от шлама и свободного от газа бурового раствора в затрубном пространстве скважины (замеренная при выходе из

скважины и пересчитанная на истинную), кг/м³; L — глубина залегания поглощающего пласта, м; ρ_0 — плотность (истинная) исходного бурового раствора, кг/м³; $\Delta\rho$ — прирост плотности исходного бурового раствора за счет насыщения его выбуренной породой, кг/м³; a_n — градиент давления открытия поглощения, МПа/м; β — градиент прироста гидродинамического давления бурового раствора в затрубном пространстве скважины выше зоны поглощения, равный $\Delta p_{\text{гд}}/L$, МПа/м.

Неравенство (5.5) связывает основные горно-геологические и режимно-технологические параметры бурения, характеризующие как физико-механические и реологические свойства породы и флюида, так и реологию буровых растворов, геометрические размеры инструмента и ствола, скорость углубления скважин.

5.2.3. Определение градиента давления открытия поглощений

При наличии в пласте естественных каналов давление открытия поглощений

$$p_n = p_h = p_{\text{пл}} + \Delta p_k \quad (5.6)$$

или

$$\alpha_n = \psi + \beta_0, \quad (5.7)$$

где $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, МПа; Δp_k — потеря давления на гидравлические сопротивления при движении бурового раствора в каналах пласта, МПа; a_n — градиент давления открытия поглощений в отложениях с естественными каналами, равный p_n/L , МПа/м; ψ — градиент пластового давления, равный $p_{\text{пл}}/L$, МПа/м; β_0 — отношение, равное $\Delta p_k/L$, МПа/м.

Естественные каналы в пласте представлены различными формой и размерами и простираются в разных направлениях, а применяемые буровые растворы — разными типами жидкостей (от ньютоновской до вязко-пластичной). В связи с этим для определения гидродинамических сопротивлений могут применяться и различные формулы (Дарси, Дарси—Вейсбаха, Воларовича—Гуткина и др.).

Но так как характеристика естественных каналов не известна, величину потерю давления Δp_k определяют опытным путем.

При значительном раскрытии каналов можно принять $\Delta p_k=0$. Тогда $p_n=p_{\text{пл}}$, $a_n=\psi$. При $p_{\text{гд}} > p_{\text{пл}}$ буровой раствор по естественным каналам будет двигаться в пласт, а при $p_{\text{ст}} < p_{\text{пл}}$ флюид будет поступать в ствол скважины. При малом раскрытии каналов Δp_k достигает значительных величин.

Давление образования искусственных каналов, т. е. давление гидроразрыва пласта [42],

$$p_n = p_{\text{гр}} = p_b + p_{\text{пл}} + p_0 \quad (5.8)$$

или

$$\alpha = \psi(1-\lambda) + \lambda g \rho_n \cdot 10^{-6} + \varphi, \quad (5.9)$$

где p_b — боковое давление массива горных пород, МПа; p_0 — давление разрыва скелета породы, МПа; α — градиент давления гидроразрыва пласта, равный $p_{\text{гр}}/L$, МПа/м; λ — коэффициент бокового распора; ρ_n — сред-

ная плотность массива вышележащих пород, кг/м³; φ — отношение, равное p_0/L , МПа/м.

Боковое давление находят по формуле

$$p_b = \lambda p_c = \lambda (p_r - p_{pl}), \quad (5.10)$$

где p_c — скелетное давление, МПа; p_r — геостатическое давление горных пород, МПа.

Коэффициент бокового распора

$$\lambda = \mu / (1 - \mu) \quad (5.11)$$

(μ — коэффициент Пуассона).

Геостатическое давление определяют по уравнению

$$p_r = g \rho_p L \cdot 10^{-6}.$$

Для разрезов, представленных плотными толщами (непродуктивными хемогенными отложениями и другими комплектами, для которых $p_{pl}=0$ и $\psi=0$), градиент давления гидроразрыва пласта, как видно из формулы (5.9), имеет вид

$$\alpha = \lambda g \rho_p \cdot 10^{-6} + \varphi. \quad (5.12)$$

Для пород с развитой системой неспаянных трещин давление разрыва скелета породы $p_0=0$. В этом случае

$$\alpha = \psi (1 - \lambda) + \lambda g \rho_p \cdot 10^{-6}. \quad (5.13)$$

Для высокопластичных хлористых калийно-магниевых солей (бишофитов, карналлитов и др.), встречающихся в разрезе некоторых месторождений Днепровско-Донецкой впадины, Поволжья и других районов, коэффициент Пуассона равен 0,5, а следовательно, $\lambda=1$. Для таких отложений можно также принять $\psi=0$ и $\varphi=0$. Тогда в соответствии с уравнением (5.9) при бурении в отложениях высокопластичных солей градиент давления гидроразрыва пласта можно записать в виде

$$\alpha = g \rho_p \cdot 10^{-6}, \quad (5.14)$$

т. е. он равен градиенту геостатического давления.

Из изложенного видно, что для определения градиента давления гидроразрыва пласта на заданной глубине скважины необходимо знать следующие параметры: давление (или его градиент), коэффициент Пуассона для горных пород, среднюю плотность горных пород и давление разрыва «скелета» породы.

Пластовое давление флюида для непродуктивных толщ можно принять равным нормальному гидростатическому

$$p_{pl} = \frac{g \cdot 10^{-6} \sum_{i=1}^n l_{bi} \rho_{bi}}{\sum_{i=1}^n l_{bi}} L, \quad (5.15)$$

где l_{bi} — мощность i -го пропластка с одинаковой плотностью пластовых вод, м; ρ_{bi} — плотность пластовой воды i -го пропластка в пластовых условиях, кг/м³.

Для продуктивных или перспективных в нефте-газоносном отношении отложений пластовые давления необходимо принимать по данным замеров начального давления в разведочных скважинах и текущего давления в добывающих. Аномально высокие пластовые давления могут быть прогнозированы известными методами.

Коэффициент Пуассона для горных пород, слагающих вскрытые скважинами разрезы, изменяется в широких пределах.

Коэффициент Пуассона μ
для пород:

глинистые сланцы	0,10—0,20	ангибиты	0,30—0,40
алевролиты	0,20—0,30	глины пластичные	0,35—0,45
известняки	0,15—0,35	каменная соль	0,40—0,45

песчаники 0,25—0,35

бишофит 0,50

Значения коэффициента Пуассона могут быть определены или уточнены по формуле (5.9), если известна величина градиента давления гидроизрыва и другие параметры.

Средняя плотность горных пород

$$\rho_p = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{pi} l_{pi}}{\sum_{i=1}^n l_{pi}}, \quad (5.16)$$

где ρ_{pi} , l_{pi} — соответственно плотность и мощность i -го пропластка однородной горной породы.

Мощность пропластков различного литологического состава выбирают из сводного геологического разреза месторождения или площади, а в бурящейся скважине — по данным промыслового-геофизических исследований.

Плотность горных пород колеблется в широких пределах и определяется в лабораторных условиях по данным плотностного или акустического каротажа.

Плотность горных пород,
 $\text{кг}/\text{м}^3$:

песок	1850—2150	мел	1960—2400
песчаник	2000—2770	доломит	2630—2680
глина	1590—2470	ангидрит	2900—2960
глинистые сланцы	1950—2850	каменная соль	2000—2200
известняк	1800—2650		

Для определения средней плотности различных горных пород по данным геофизических исследований следует использовать кривую плотностного каротажа (ГГК-П), откалиброванную в единицах плотности, или данные акустического каротажа. В последнем случае плотность горной породы должна быть равна

$$\rho_p = \rho_m (1 - m), \quad (5.17)$$

где ρ_m — минералогическая плотность пород, $\text{кг}/\text{м}^3$; m — коэффициент пористости

Минералогическая плотность
горных пород ρ_m , $\text{кг}/\text{м}^3$:

известняки	2350	алевролиты	2690
песчаники	2650	аргиллиты	2600
доломиты	2820	каменная соль	2170
ангидриты	2940		

При определении коэффициента пористости по акустическому каротажу используют формулу

$$m = \frac{\Delta T - \Delta T_c}{\Delta T_{ж} - \Delta T_c}, \quad (5.18)$$

где ΔT , ΔT_c , $\Delta T_{ж}$ — интервалы времени пробега продольной волны соответственно в породе, предельном непористом «скелете» данной породы и в жидкости.

Для расчетов можно принять: в буровом растворе $\Delta T_{ж}=600$ мкс, в известняках $\Delta T_c=140-160$ мкс, в каменной соли $\Delta T_c=235$ мкс, в ангидритах $\Delta T_c=165$ мкс.

Время пробега продольной волны в горной породе ΔT снимается с кривой акустического каротажа.

Давление разрыва «скелета» для различных горных пород изменяется в широких пределах от нуля (для рыхлых, трещиноватых и неспаянных пород) до значительных величин. В первом приближении оно может быть принято равным прочности горной породы на разрыв, определенной в лабораторных условиях.

Предел прочности на разрыв p_0 в МПа горных пород:

известняки	4,0—9,0	аргиллиты	2,5—7,0
песчаники	5,5—20,0	каменная соль	2,0—3,5
алевролиты	3,0—15,0	глины пластичные	1,0

Более точно давление разрыва «скелета» породы может быть определено по формуле (5.1).

5.2.4. Определение плотности бурового раствора

Плотность исходного бурового раствора ρ_0 определяют из условия предотвращения поступления из пласта в ствол скважины флюида, выщучивания стенок скважин, осьлей и обвалов пород.

При бурении в продуктивных отложениях газоконденсатных месторождений плотность исходного бурового раствора выбирают по следующей зависимости:

$$\rho_0 = \frac{K\rho_{пл} \cdot 10^6}{Lg} = \frac{K\psi \cdot 10^6}{g} \quad (5.19)$$

(K — коэффициент безопасности вскрытия газового пласта).

В соответствии с Едиными техническими правилами ведения работ при бурении скважин для скважины глубиной до 1200 м $K=1,10 \div 1,15$ и для скважин глубиной более 1200 м $K=1,05 \div 1,10$, при бурении на равновесии $K=1,0$.

Максимальная плотность бурового раствора в затрубном пространстве скважины, при превышении которой может открыться поглощение,

$$\rho \leq [(α - β) \cdot 10^6]/g. \quad (5.20)$$

Из скважины буровой раствор обычно выходит насыщенным газом (воздухом), что снижает его плотность.

Пересчет плотности загазированного бурового раствора на истинную производят по формуле

$$\rho = 100\rho_f/(100 - V), \quad (5.21)$$

где ρ_f — плотность загазированного бурового раствора, кг/м³; V — содержание свободного газа (воздуха) в буровом растворе, %.

Содержание свободного газа в буровом растворе может быть найдено с помощью ВГ-2 или ВГ-1М, методом разбавления.

5.2.5. Определение градиента прироста гидродинамического давления в затрубном пространстве скважины

Градиент прироста гидродинамического давления бурового раствора в затрубном пространстве скважины β зависит от геометрических размеров ствола скважины и инструмента, реологических параметров бурового раствора, скорости спуска труб в скважину и других факторов и может изменяться в широких пределах. Значительной величины градиент β достигает при восстановлении циркуляции, спуске инструмента и бурении скважины [25, 44, 48], особенно при проработке скважины и расхаживании инструмента, когда процессы спуска и циркуляции одновременны.

При плавном восстановлении циркуляции бурового раствора

$$\beta_b = 2\theta/\delta \cdot 10^6, \quad (5.22)$$

где θ — статическое напряжение сдвига бурового раствора, Па; δ — зазор между стенкой скважины и стенкой колонны труб, равный половине разности между их диаметрами, м.

При спуске инструмента в скважину

$$\beta_c = \frac{1}{\delta \cdot 10^6} (2\tau_0 + 0,255\rho_0 w_c^2 \lambda_c), \quad (5.23)$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига бурового раствора, Па; w_c — скорость спуска колонны бурильных труб в скважину, м/с; λ_c — коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве при спуске инструмента в скважину.

При циркуляции бурового раствора

$$\beta_d = 82,6 \cdot 10^{-14} \frac{\lambda_b \rho Q^2}{(D - d)^3 (D + d)^2}, \quad (5.24)$$

где λ_b — коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины при циркуляции бурового раствора; Q — расход бурового раствора через затрубное пространство скважины, л/с; D , d — соответственно внутренний диаметр ствола скважины и наружный диаметр инструмента (колонны труб).

При проработке ствола скважины

$$\beta_n = \frac{1}{\delta \cdot 10^6} [2\tau_0 + 0,255\rho (w_n^2 \lambda_c + v^2 \lambda_b)], \quad (5.25)$$

где w_n — скорость проработки ствола скважины, м/с; v — скорость восходящего потока бурового раствора в затрубном пространстве скважины, м/с.

Коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины при спуске инструмента равен 0,030—0,035 [44].

Коэффициент гидравлических сопротивлений при циркуляции бурого раствора в кольцевом пространстве скважины:

для структурного режима движения бурого раствора

$$\lambda_6 = 80/\text{Re}; \quad (5.26)$$

для турбулентного режима

$$\lambda_6 = 0,075/\sqrt[8]{\text{Re}}, \quad (5.27)$$

где критерий Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{2\rho v d}{\eta \left(1 + \frac{\tau_0 \delta}{3\eta v} \right)} \quad (5.28)$$

(η — коэффициент структурной вязкости, Па · с).

Структурный режим движения бурого раствора в кольцевом пространстве происходит при $\text{Re} < 1600$, а переходный режим от структурного к турбулентному — при $1600 < \text{Re} < 2000$.

Подачу буровых насосов выбирают из следующего условия:

$$Q_{\min} \leq Q_h \leq Q \quad (5.29)$$

(Q_h — подача буровых насосов, л/с).

Для совершенной очистки забоя скважин наименьшая подача буровых насосов должна быть

$$Q_{\min} = 0,25\pi D^2 q_{\min} \quad (5.30)$$

Наименьший удельный расход бурого раствора в л/с на 1 м² площади забоя скважины q_{\min} выбирается в зависимости от типоразмера долота и механической скорости проходки. Он изменяется в пределах 500—670 (л/с)·м². Меньшее значение q_{\min} соответствует роторному способу бурения в твердых и крепких породах, большее — бурению забойными двигателями [44].

Для совершенной очистки кольцевого пространства скважины наименьшая подача буровых насосов должна быть

$$Q_{\min} = 0,25\pi (D^2 - d^2) 10^3 v_{\min}. \quad (5.31)$$

Минимально допустимую скорость восходящего потока бурого раствора в кольцевом пространстве v_{\min} выбирают при бурении в скальных породах равной 0,60—1,0 м/с, а при бурении в глинах, глинистых сланцах и песках — 0,9—1,3 м/с. При использовании утяжеленных глинистых растворов с повышенными структурно-механическими свойствами и бурении с небольшой механической скоростью v_{\min} принимают близкой к нижнему пределу, а при промывке водой или маловязкими суспензиями и бурении с большой механической скоростью — близкой к верхнему пределу. При бурении под направление или кондуктор допускается $v_{\min} = 0,2 \div 0,3$ м/с.

Реологические параметры бурового раствора τ_0 , η и θ принимают по данным лабораторных исследований. Так как определение этих параметров связано с некоторыми трудностями, то в первом приближении для глинистых растворов их можно находить по следующим эмпирическим формулам [44]:

$$\eta = 33 \cdot 10^{-6} \rho - 22 \cdot 10^{-3}; \quad (5.32)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \rho - 7. \quad (5.33)$$

Статическое напряжение сдвига θ меньше динамического напряжения сдвига τ_0 , что связано с физико-химической природой супензий. Однако в слабокоагулированных системах с сильной тиксотропией θ может быть значительно больше τ_0 [44].

5.2.6. Определение прироста плотности бурового раствора

Прирост плотности бурового раствора за счет обогащения его выбуренной породой можно найти по формуле [3]

$$\Delta \rho = \frac{0,22 (\rho_p - \rho_0) D^2 v_m}{Q_m - 785 (D^2 - d^2) v_c}, \quad (5.34)$$

где v_m — механическая скорость бурения, м/ч; v_c — скорость падения частиц шлама в восходящем потоке бурового раствора в кольцевом пространстве скважины, м/с.

Скорость падения частиц шлама

$$v_c = 0,1 \left[28,5 (0,86 + b) - 35 \frac{d_w}{D - d} - c \right] \times \\ \times \sqrt{d_w \left(\frac{\rho_p}{\rho_0} - 1 \right)}, \quad (5.35)$$

где b — отношение толщины частиц шлама к их эквивалентному диаметру; c — коэффициент закрутки потока бурового раствора; d_w — эквивалентный диаметр частиц шлама, м.

Для невращающейся бурильной колонны $c=0$, а для случая ее вращения

$$c = 12 \left[(\omega d) / v'_c \right], \quad (5.36)$$

где ω — угловая скорость вращения колонны труб, с^{-1} ; v'_c — скорость падения частиц шлама при невращающейся колонне ($\omega=0$), м/с.

При расчетах можно принять: для шлама в виде тонких пластинок $b=0,1 \div 0,2$; для шлама угловатой объемной формы $b=0,5 \div 0,6$; эквивалентный диаметр частиц шлама $d_w=(5 \div 15) 10^{-4}$ м [3].

5.2.7. Предупреждение поглощений при цементировании скважин

Для предотвращения поглощений при цементировании скважин режимы закачивания и продавки цементного раствора необходимо спроектировать так, чтобы в процессе проведения работ гидродинамическое дав-

ление в затрубном пространстве скважины, создаваемое столбом бурового и цементного растворов, не превышало давления открытия поглощений. В общем случае это условие записывается в виде (рис. 5.3)

$$p_{\text{гд}} = g \cdot 10^{-6} (\rho_0 h + \rho_{\text{ц}} h_{\text{ц}}) + \Delta p_{\text{ц}} \leq p_{\text{n}}, \quad (5.37)$$

где ρ_0 , $\rho_{\text{ц}}$ — соответственно плотность бурового и цементного растворов в затрубном пространстве скважин, $\text{кг}/\text{м}^3$; h , $h_{\text{ц}}$ — соответственно высота столбов бурового и цементного растворов в затрубном пространстве скважины, м; $\Delta p_{\text{ц}}$ — прирост гидродинамического давления в затрубном пространстве скважины выше зоны поглощения за счет потери давления на гидравлические сопротивления при циркуляции бурового и цементного растворов, МПа.

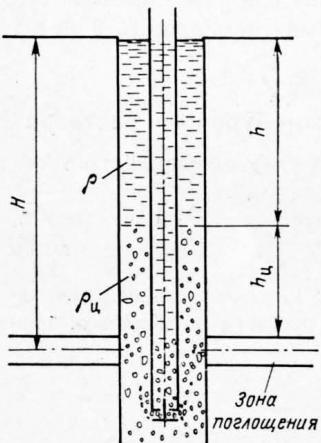


Рис. 5.3. Расчетная схема цементирования обсадной колонны

Для газовых скважин, при креплении которых цементный раствор поднимается до устья ($h_{\text{ц}}=H$), это условие имеет вид

$$g^{-1} \cdot 10^6 (\alpha - \beta_t) \geq \rho_{\text{ц}}, \quad (5.39)$$

Градиент прироста гидродинамического давления в затрубном пространстве при продавке цементного раствора в общем случае

$$\beta_t = \frac{82,6 \cdot 10^{-14} Q^2}{H (D-d)^3 (D+d)^2} (\lambda_t \rho_{\text{ц}} h_{\text{ц}} + \lambda \rho_0 h). \quad (5.40)$$

При подъеме цементного раствора до устья

$$\beta_t = 82,6 \cdot 10^{-14} \frac{\lambda_{\text{ц}} \rho_{\text{ц}} Q^2}{(D-d)^3 (D+d)^2}, \quad (5.41)$$

где λ_t , $\lambda_{\text{ц}}$ — коэффициенты гидравлических сопротивлений для бурового и цементного растворов.

Из изложенного видно, что при цементировании интервалов, склонных к поглощению [т. е. в случае неудовлетворения неравенства (5.38)],

необходимо применять облегченные цементные растворы и снижать гидравлические сопротивления при движении цементного раствора в затрубном пространстве скважины.

Для уменьшения гидравлических сопротивлений надо выполнять мероприятие, предусмотренные Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин, а также вводить пластификаторы в цементный раствор и предотвращать его преждевременное загустевание.

Чтобы предотвратить загустевание раствора за счет отфильтровывания жидкости затворения в пласт, в цементный раствор следует добавлять понизители показателя фильтрации.

Если изменением параметров β_t и ρ_d удовлетворить неравенство (5.38) не удается, то скважину следует цементировать в две ступени. Расстояние от зоны поглощения до установки заливочной муфты

$$h_m \leq \frac{H [10^6 (\alpha - \beta_t) - g \rho_0]}{g (\rho_d - \rho_0)}. \quad (5.42)$$

Пример. Расстояние от устья газовой скважины до предполагаемой зоны поглощения $H=1650$ м. Градиент давления гидроразрыва пласта, рассчитанный по методике п. 5.2.3, равен 0,014 МПа/м, а градиент прироста β , определенный по формуле (5.41), 0,002 МПа/м. Плотность цементного раствора 1600 кг/м³, а бурового 1080 кг/м³.

После подстановки исходных данных в формулу (5.39) убеждаемся, что неравенство не удовлетворяется. Это свидетельствует о том, что при цементировании открывается поглощение и цементный раствор необходимо закачивать в затрубное пространство в две ступени. Расстояние от зоны поглощения до места установки заливочной муфты, рассчитанное по формуле (5.42), равно 380 м. Следовательно, для предотвращения поглощения цементного раствора при цементировании обсадной колонны расстояние между заливочной муфтой и зоной поглощения должно быть не более 380 м.

5.2.8. Инертные наполнители

Наполнители изготавливают в основном из отходов производства. К ним относятся: молотый известняк, песок, мел, вспученный перлит, целлофан, слюда, полимерная пленка, древесные опилки, стружка, подсолнечная лузга, кожа «горох», кордовое волокно, керамзит, резиновая крошка, сено, ореховая скорлупа, гранулированная пластмасса, древесная кора, стекловолокно, текстильное волокно, хлопья целлюлозы, асбест, изрезанная бумага, рубленая пенька, измельченные кукурузные кочерыжки, пробка, измельченные автопокрышки, губка, кокс, технический войлок (кошма), улюк и др.

Наполнители подразделяются на волокнистые, зернистые и хлопьевидные.

Волокнистые материалы (кордовое волокно, асбест и др.) используют для закупорки песчаных и гравийных пластов с зернами диаметром до 25 мм, а также трещин в крупнозернистых породах с зернами размером до 3 мм и в мелкозернистых породах с зернами размером до 0,5 м.

Хлопьевидные материалы (целлофан, слюда, шелуха хлопковых семян и др.) следует применять для закупорки пластов крупнозернистого гравия и крупных трещин размером до 2,5 мм.

Зернистые материалы (перлит, измельченная резина, дробленая пластмасса, ореховая скорлупа и др.) хорошо закупоривают пласты гравия с зернами до 25 мм.

Перлит хорошо закупоривает гравийные пластины, состоящие из зерен диаметром до 9—12 мм, ореховая скорлупа (крупность зерен 2,5 мм и менее) — трещины размером до 3 мм, а более крупная скорлупа и измельченная резина — трещины размером до 6 мм (табл. 5.2).

Таблица 5.2
Закупоривающая способность некоторых наполнителей

Наполнитель	Характеристика	Размер, мм	Содержание, %	Концентрация, кг/м ³	Наибольший размер закупориваемой трещины, мм
Ореховая скорлупа	Зернистая	1,5—3,0	50	57	5
		0,75—1,5	50	57	3
		0,12—0,45	50	57	3
Пластмасса		0,12—1,5	50	57	5
Известняк		0,12—1,5	50	114	3
Перлит		1,5—3	50	171	2,7
Целлофан	Пластинчатый	19	—	22,8	2,7
		12,5	—	22,8	1,25
Опилки древесные	Частицы	6,0	—	28,5	2,7
	Волокнистые	1,6	—	57	0,3
Сено	Волокнистое	12,5	—	28,5	2,7
		9,5	—	34,2	1,25
Кора	Волокнистая	19	—	28,5	1,5
		—	—	28,5	1,3
		6	—	22,8	0,7
Коробочки хлопчатника					
Измельченная древесина					

Количество вводимого в раствор наполнителя зависит от способа бурения, вида наполнителя и других признаков. При роторном способе в буровой раствор вводится до 20—30 кг, а при турбинном — до 5 кг наполнителя на 1 м³ бурового раствора.

Оптимальное количество вводимых в раствор некоторых наполнителей, при которых не нарушается нормальное бурение, приведено в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Наполнитель	Размер частиц, мм	Добавки наполнителей при бурении, %	
		турбинном	роторном
Целлофан	<7—12	0,1—1,0	1,0—3,0
Кожа «горох»	<8—10	0,1—0,5	0,5—7,0
Кордовое волокно	—	0,1—2,0	0,2—5,0
Слюдя-чешуйка	<7—10	0,1—2,0	2,0—7,0
Керамзит	<5	—	0,5—5,0
Резиновая крошка	<8	—	0,5—5,0
Подсолнечная лузга	—	—	0,5—5,0
Перлит вспученный	—	—	0,5—5,0
Опилки	—	—	0,5—5,0

Для повышения эффективности в буровой раствор рекомендуется вводить смесь зернистых, волокнистых и хлопьевидных наполнителей в соотношении: 3—6 частей зернистых, 2 части волокнистых и 1 часть хлопьевидных.

Вводят наполнители в буровой раствор через глиномешалку или гидромешалку, при их отсутствии — в желоб через приемную емкость (в течение 2—3 циклов промывки). При этом долото должно быть поднято в башмак обсадной колонны.

После ввода наполнителя в раствор инструмент опускают до забоя с периодической промывкой. При промывке раствора с наполнителем необходимо направлять мимо вибросита или снимать у них сетки. После прохождения зоны поглощений буровой раствор пропускают через вибросита и бурение продолжают без наполнителя.

5.3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГЛОЩАЮЩИХ СКВАЖИН

Поглощающие скважины исследуют для установления природы поглощения, изучения строения поглощающих пластов, проницаемости и величины раскрытия каналов ухода раствора в пласт, определения глубины и границ поглощающего пласта, интенсивности поглощения, наличия и направления межпластовых перетоков флюидов, геометрических размеров ствола скважины, пластовых давлений, температуры, уровня раствора в скважине и т. д.

Данные исследований используют для выбора методов и средств борьбы с поглощениями, расчета режимов бурения и крепления при наличии в разрезе отложений, склонных к поглощению.

Для исследования поглощений применяют различные методы: наблюдение за состоянием циркуляции бурового раствора, изучение изменения механической скорости бурения во времени (механический каротаж), отбор и анализ керна и шлама, фотографирование стенок скважин, наблюдение за стенками скважин с помощью телевидения и печатей, промыслово-геофизические и гидродинамические исследования. С целью детального изучения поглощающих пластов проводят комплексные исследования.

5.3.1. Наблюдение за скважиной

По данным наблюдения за процессом бурения можно установить начало поглощения, глубину и мощность залегания поглощающего пласта.

Признаками, характеризующими возможность поглощения, являются увеличение механической скорости проходки, провалы инструмента и повышенное содержание шлама в растворе.

При вскрытии зоны частичного поглощения в процессе бурения наблюдается увеличенный расход бурового раствора, снижение его уровня в приемной емкости при подъеме инструмента, повышенный объем долива раствора, а при спуске — уменьшение или полное прекращение перелива его из скважины.

При углублении в зону поглощения расход бурового раствора увеличивается до полного вскрытия зоны поглощения, после чего наблюдается

быстрый спад интенсивности поглощения с последующим ее выравниванием. Вскрытие новой зоны поглощения характеризуется увеличением интенсивности поглощения.

Вскрытие зоны катастрофического поглощения отмечается полной потерей циркуляции.

Если количество выходящей из скважины жидкости будет больше количества жидкости, подаваемой в нее, то это свидетельствует о начале водо-, газо- или нефтепроявления. Дополнительными признаками перетока флюида из пласта в скважину служат уменьшение объема раствора, необходимого для долива скважины при подъеме инструмента, и увеличение объема раствора, вытесняемого из скважины при спуске инструмента.

Интенсивность частичного поглощения в процессе бурения скважины определяют как разность между подачей бурового раствора в скважину и выходом из нее. Для установления начала поглощения необходимо знать, что абсолютная величина разности между подачей бурового раствора в скважину и выходом из нее превышает некоторую величину Δq , характеризующую естественные потери раствора в скважине вследствие проникновения его (или его фильтрата) в пласт и углубления скважины, т. е.

$$\Delta Q = Q_n - Q_2 > \Delta q, \quad (5.43)$$

где ΔQ — интенсивность поглощения, $m^3/ч$; Q_n — подача буровых насосов, $m^3/ч$; Q_2 — выход бурового раствора из скважины, $m^3/ч$; Δq — естественная убыль раствора, $m^3/ч$.

Значение Δq зависит от типа и параметров бурового раствора, показателя фильтрации, физико-механических свойств пород, механической скорости бурения, геометрических размеров скважин и др.

Подачу бурового поршневого насоса двойного действия находят по формуле

$$Q_n = \frac{\pi}{4} (2D_0^2 - d_0^2) l_n \eta_0 \frac{n}{60} z \cdot 10^{-6}, \quad (5.44)$$

где D_0 — диаметр цилиндровой втулки, мм; d_0 — диаметр штока, мм; l_n — длина хода поршня, мм; η_0 — коэффициент подачи; n — число двойных ходов поршня в минуту; z — число цилиндров.

Коэффициент подачи насоса при работе на воде находится в пределах $\eta_0 = 0,90 \div 0,97$, а при работе глинистых растворов $\eta_0 = 0,75 \div 0,85$. Меньшее значение η_0 соответствует большей высоте всасывания и большим значениям вязкости и динамического напряжения сдвига. Однако следует иметь в виду, что в связи с изменением в процессе бурения гидравлической характеристики насоса и параметров бурового раствора коэффициент подачи может снижаться до 0,4. Поэтому величину коэффициента η_0 на буровой периодически необходимо уточнять с помощью мерных емкостей или другими способами.

Более точно замерить подачу бурового раствора в скважину можно с помощью расходомеров, устанавливаемых на нагнетательном трубопроводе.

Количество бурового раствора, выходящего из скважины, можно определить по изменению уровня жидкости в приемных емкостях буровых

насосов уровнемерами, при помощи тарировочных емкостей, водосливов (прямоугольного, трапецидального, треугольного) и различных расходомеров, устанавливаемых в желобной системе при выходе раствора из скважины.

Интенсивность поглощения при полной потере циркуляции определяют другими методами.

5.3.2. Механический каротаж

По диаграмме изменения механической скорости проходки во времени при учете режима бурения и степени сработанности долота можно судить об относительных изменениях физических свойств пород. Буримость пород, слагающих поглощающие пласти, резко отличается от буримости других пород разреза. Так как в определенных интервалах разреза обычно применяют один и тот же тип долот и режимы бурения, то очевидно, что на диаграмме механического каротажа в отложениях, склонных к поглощению, будет отмечаться увеличение механической скорости бурения. В кавернозных и карстовых породах в зонах тектонических нарушений будут отмечаться провалы инструмента.

Для районов Урало-Поволжья, зоны поглощения которых приурочены в основном к трещиноватым породам, получена зависимость для определения раскрытия поглощающих каналов по данным механического каротажа [10]. Максимальное раскрытие поглощающих каналов оценивается путем сопоставления механической скорости проходки до вскрытия поглощающего пласта и в процессе его разбуривания.

Из рис. 5.4 видно, что бурение в зонах поглощения, приуроченных к каналам ухода бурового раствора с раскрытием более 20 мм, сопровождается провалами бурильного инструмента. Для раскрытия каналов более 20 мм зависимость между приращением механической скорости и раскрытием каналов не определена.

5.3.3. Отбор керна и шлама

Регулярные отбор и анализ керна и шлама позволяют более изучить литологию разреза, свойства пород, слагающих поглощающий пласт, поровое давление и величину раскрытия каналов поглощения.

В Волгоградниипнефти разработана методика оценки величины раскрытия каналов поглощения в пласте по фракционному составу шлама

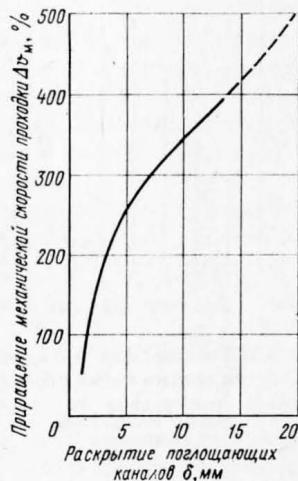


Рис. 5.4. График зависимости изменения механической скорости бурения v_m от величины раскрытия каналов поглощения δ

[17]. Методика основана на способности проникновения частиц выбуренной породы в каналы поглощения. Известно, что размер раскрытия каналов ухода раствора в пласт в 2–3 раза больше диаметра частиц шлама, проникающих в них.

Пробы шлама отбирают в желобах непосредственно у устья скважины с помощью сетчатых пробоотборников перед вскрытием зоны поглощения, в процессе бурения в поглощающих горизонтах и после проведения изоляционных работ. Отобранный шлам промывают водой и высушивают. Из каждой отобранный пробы шлама берут две навески для исследования непосредственно на буровой и в лаборатории. Массу одной пробы выбирают в зависимости от размера наибольших частиц шлама,

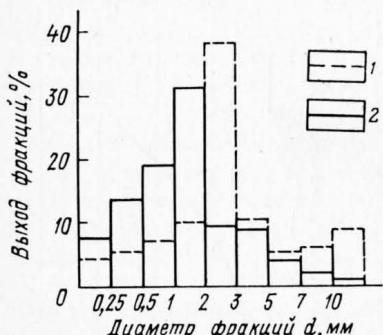


Рис. 5.5. Гистограмма распределения частиц шлама по их размерам:
1 — пробы, отобранные до поглощений;
2 — пробы, отобранные при поглощении

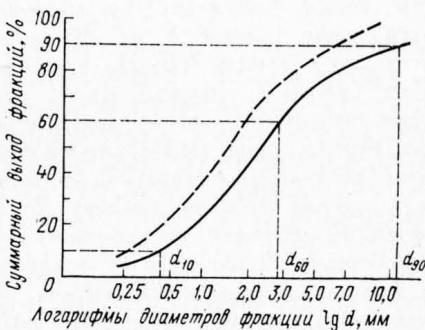


Рис. 5.6. Суммарная кривая распределения частиц шлама по их размерам

исходя из следующих соотношений: при размере наибольшей частицы шлама 3,5 и 10 мм максимальный размер пробы соответственно 0,5; 2 и 6 кг.

Каждую пробу просеивают через набор сит (ГОСТ 2093—77) с размерами отверстий 0,25; 0,5; 1; 2; 3; 5; 7 и 10.

Результаты анализа на сите сводят в таблицу по размерам частиц фракций и их содержанию, выраженному в процентах. Затем по данным таблицы строят гистограмму (рис. 5.5) и суммарную (кумулятивную) кривую (рис. 5.6).

По характеру кривых, построенных по данным анализа проб шлама до и после поглощений, определяют величину раскрытия каналов ухода бурового раствора в пласт.

Например, в пробах, отобранных при бурении скважины (см. рис. 5.5), видны следующие изменения: содержание фракции размером 7–10 мм уменьшилось от 6 до 2 %, а фракций 2–3 мм — от 39,6 до 10 %. Изменение содержания частиц в пробах размером 7–10 мм незначительно, тогда как содержание частиц размером 2–3 мм снизилось на 30 %. Следовательно, можно принять, что максимальное раскрытие трещин составляет 6–7 мм.

В случае бурения скважины с полным поглощением и отсутствия шламовой пробки на забое размеры каналов поглощения пласта оценивают по пробам, отобранным в желобах до вскрытия интервала поглощения или с помощью специальных шламоулавливателей, устанавливаемых выше и ниже интервала поглощения. При этом характерным размером шлама следует считать размер отверстия сита, через которое проходит 90 % всей пробы. Его определяют по кривой суммарного содержания фракций шлама.

По изменению положения суммарной кривой на графике судят о том, какие фракции шлама преобладают в пробе. Кривая с большим содержанием малых частиц расположена ближе к оси ординат (см. рис. 5.6).

В случае скопления шлама на забое в качестве критерия следует использовать средний диаметр частиц в пробе.

Раскрытие каналов можно определять также путем намыва в пласт наполнителя. Для этого в порцию бурового раствора известного объема последовательно вводят наполнитель определенного размера. При выходе этой порции бурового раствора из скважины в желобах отбирают пробы шлама. В каждой пробе определяют содержание введенного наполнителя и по полученным данным строят аналогичные графики. В качестве критерия определения величины раскрытия поглощающего канала принимают размер частиц наполнителя в наиболее крупной фракции, унесенной в пласт.

5.3.4. Исследование стенок скважин фотографированием, с помощью телевидения и печатей

Сведения о форме, простирации и размерах раскрытия каналов ухода раствора в пласт можно получить с помощью фотографирования стенок скважины фотоаппаратом скважинного типа ФАС, исследования скважинным акустическим телевизором САТ и специальными печатями.

Фотоаппарат типа ФАС, разработанный во Внингеофизике, содержит фотокамеру, помещенную в скважинный прибор, который состоит из оптической части, лентопротяженного механизма, электрической части и кожуха. В кожухе смонтировано смотровое окно диаметром 60 мм. Оптическая система обеспечивает получение качественного изображения диаметром 11,4 мм в масштабе 1 : 5. Фотографирование боковое, в одном направлении, единичными кадрами или автоматически серией кадров на заданной глубине при движении прибора. Фотопленка стандартная шириной 35 мм.

Перед спуском фотоаппарата скважину промывают чистой водой. Максимальное давление на кожух прибора 15,0 МПа, максимальная допустимая температура окружающей среды 80 °С.

С помощью САТ, разработанного во Вниннефтепромгеофизике, получают фотографии развертки стенки скважины методом ультразвуковой эхолокации.

САТ состоит из скважинного прибора и наземной панели с фоторегистратором. В скважинном приборе, снабженном центраторами, расположен

пьезоэлектрический преобразователь, вращающийся с постоянной скоростью вокруг оси прибора. Ток возбуждения передается на преобразователь от генератора, входящего в блок электроники скважинного прибора. Ультразвуковые импульсы от преобразователя проходят во внешнюю среду через акустически прозрачную перегородку в кожухе маслонаполненного акустического отсека. Отраженные от стенки скважины сигналы принимаются тем же преобразователем, усиливаются, детектируются и передаются по кабелю на поверхность. В наземной панели эти сигналы используются для модуляции яркости луча кинескопа, срочная развертка которого синхронна с вращением преобразователя в скважинном приборе. Изображение строки на экране кинескопа, соответствующее одному обороту преобразователя, регистрируется на фотопленку. Фотография развертки стенки скважины состоит из строк, расположенных одна над другой. Выбор соответствующих частот вращения преобразователя и подъема скважинного прибора, а также частоты посылок ультразвуковых импульсов позволяет выделить трещины размером 3—4 мм.

В Волгограднинефти разработана специальная печать, состоящая из корпуса (перфорированной трубы), на котором размещена индикаторная оболочка (проницаемая ткань, например, льняное полотно) [46].

Печать опускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают напротив поглощающих горизонтов. Затем в бурильные трубы закачивают индикаторную жидкость, например краситель. Жидкость, вытесняемая из трубы в скважину через отверстия в корпусе индикаторной печати, сначала раздувает индикаторную оболочку до полного прилегания ее к стенкам скважины, а затем фильтруется в пласт, где и перекрывает поглощающие каналы. В местах фильтрации жидкости в пласт на индикаторной оболочке остаются отпечатки поглощающих каналов.

Опыт показывает, что с помощью этого метода можно установить мощность поглощающего пласта, форму каналов ухода раствора, площадь, размер и величину раскрытия трещин, эффективную пористость поглощающего пласта.

5.3.5. Геофизические методы исследования скважин

Каверномер. По кавернограмме можно определить степень разрушения прискважинной части поглощающего пласта. Однако поглощения не всегда приурочены к расширенным участкам ствола скважины. Если полное поглощение бурового раствора сопровождается провалом инструмента, то по кавернограмме можно оценить сложность проведения изоляционных работ.

Термокаротаж позволяет найти границы поглощающих пластов. Этот метод основан на использовании естественного теплового поля Земли. Суть метода заключается в следующем.

Скважину на некоторое время оставляют в покое. После выравнивания температуры бурового раствора и окружающих пород производят контрольный замер температуры в скважине. Затем в нее закачивают буровой раствор. При этом часть его из верхней части ствола скважины уйдет в зону поглощения. Так как температура закачиваемого раствора обычно более низкая, то снизится и температура раствора, расположенного в ин-

тервале над поглощающим пластом. Температура раствора ниже поглощающей зоны не изменится. На термограммах напротив поглощающего горизонта выделится зона пониженных температур. Для этой цели используется записывающийся термометр.

Резистивиметр позволяет определить положение зоны поглощения по изменению удельного сопротивления раствора до и после закачивания его в скважину. Выделить зону поглощения резистивиметром можно только в том случае, когда сопротивление закачиваемого в скважину раствора резко отличается от сопротивления находящегося в скважине раствора.

Микрокаротаж называют каротажем пористости. Вследствие малой глубины исследования микрокаротажем можно определить сопротивление промытой зоны породы вблизи ствола скважины. С помощью микрокаротажа можно также уточнить границы поглощающих горизонтов, выделить участки с различной пористостью внутри поглощающего горизонта и оценить пористость породы.

Электрический каротаж. При электрическом каротаже регистрируются кажущееся удельное сопротивление пород и потенциал самопроизвольно возникающего в скважине электрического поля (ПС). По изменению этих параметров вдоль ствола скважины судят о характере и последовательности залегания пород.

Напротив глин и глинистых пород на диаграмме отмечается повышение значения ПС, а напротив плотных и водонасыщенных пород — понижение. Такие показания отмечаются в том случае, когда минерализация пластовых вод выше минерализации бурого раствора в скважине. При обратном соотношении минерализации кривая ПС получается обратной. Если минерализация пластовой воды и бурого раствора одинакова, то кривая ПС получается недифференцированной. Тогда производят два замера: один — при установленемся статическом уровне, другой — в процессе долива в скважину жидкости. Напротив поглощающих пластов показания ПС должны быть различны.

Радиоактивный каротаж. Стандартные методы радиоактивного каротажа регистрируют естественную гамма-активность горных пород (гамма-каротаж ГК) и гамма-активность, возбужденную действием нейтронного потока (нейтронный гамма-каротаж НГК). Гамма-активность глин и глинистых пород обычно больше, чем у известняков и песчаников. Поэтому поглощающие горизонты, как правило, характеризуются низкой естественной гамма-активностью.

Кривая НГК позволяет уточнить положение поглощающего горизонта и получить некоторое представление о его строении вблизи ствола скважины, а также оценить величину пористости породы поглощающих пластов. Стандартные методы радиоактивных исследований дают хорошие результаты при заполнении скважины минерализованным раствором или раствором на нефтяной основе.

Акустический каротаж. С помощью акустического каротажа замеряют скорость распространения и затухания упругих волн в породе. Трещиноватые, закарстованные породы очень сильно рассеивают акустические волны.

Применение изотопов. Сначала с помощью ГК записывают контрольную кривую естественного гамма-излучения пород разреза. Затем в скважину подают радиоактивный раствор и снова записывают кривую ГК. Кривая повторного ГК напротив горизонта, который поглотил радиоактивный раствор, будет отличаться от контрольной кривой.

Радиоактивный раствор транспортируют в скважине по трубам или в специальных контейнерах.

5.3.6. Гидродинамические исследования

Гидродинамические исследования поглощающих пластов широко применяют при проводке скважин на месторождениях Урало-Поволжья, где поглощения приурочены в основном к водоносным пластам с естественными каналами ухода бурового раствора.

Гидродинамические исследования проводят при установившихся (методы закачиваний, нагнетаний, отборов при переливе жидкости из скважины) и неустановившихся (прослеживание за снижением уровня или давления в скважине, прослеживание за подъемом уровня в бурильных трубах после «мгновенного» его снижения) режимах течения жидкости. Известен также метод установившихся нагнетаний с использованием пакера.

Результаты гидродинамических исследований применяют при определении коэффициента приемистости пластов, размеров каналов, интенсивности поглощений и других параметров.

Способы гидродинамических исследований разработаны для условий промывки скважины технической водой. В случае использования глинистого или другого структурированного бурового раствора эти исследования дают искаженные результаты в связи с кольматацией каналов, изменениями реологических свойств раствора в скважине под действием температуры, давления и пластовой воды..

5.3.7. Приборы для исследования поглощающих пластов

Приборы, применяемые для исследования водонасыщенных поглощающих пластов, делят на две основные группы [23]: 1) для проведения кратковременных гидродинамических исследований с целью выявления зависимости объемной скорости фильтрации жидкости по пласту от перепада давления в системе скважина — пласт; 2) для определения мощности нахождения поглощающих пластов, направления перетоков жидкости по стволу скважины и расхода жидкости.

К первой группе относят: электрические уровнемеры ТатНИИ, ВНИИБТ, ЭВ-1, лебедки ВНИИБТ, ТатНИИ (ИП-1); глубинные манометры МГЭ-1, ГМИП-4, МГГ-20.

Электрический уровнемер ТатНИИ (рис. 5.7) служит для прослеживания движения уровня жидкости в скважине и состоит из лебедки, на барабане которой намотан провод с изоляцией, и зонда. Один конец провода присоединен через коллектор к источнику питания, а другой — к медному сердечнику зонда. Зонд опускают в скважину на проводе. При погружении зонда в жидкость электрическая цепь замыкается. В цепь подключен при-

Рис. 5.7. Электрический уровень:

a — станок в сборе; *b* — электрическая схема; *v* — зонд; *1* — подшипник; *2* — кронштейн; *3* — барабан; *4* — ручка; *5* — распорка; *6* — сигнальная лампа; *7* — батарея; *8* — резиновая муфта; *9* — счетчик; *10* — щетка; *11* — коллектор; *12* — плита; *13* — пробки; *14* — провод; *15* — корпус; *16* — изолятатор; *17* — стержень; *18* — окна

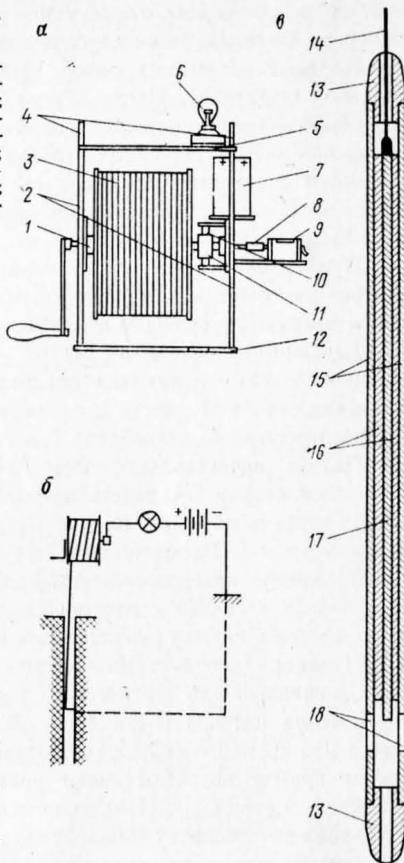
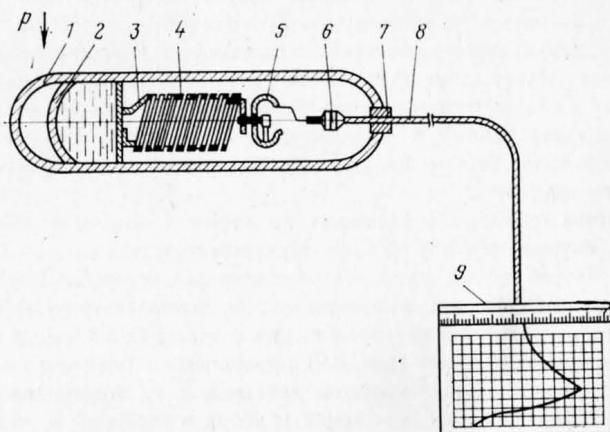


Рис. 5.8. Принципиальная схема устройства глубинного регистрирующего манометра МГЭ-1:

1 — корпус; *2* — мембрана; *3* — капилляр; *4* — манометрическая пружина; *5* — потенциометр; *6* — разъем; *7* — уплотнение; *8* — кабель; *9* — вторичный прибор



бор, сигнализирующий о замыкании цепи. На лебедке расположен счетчик оборотов, показывающий глубину нахождения зонда.

Порядок проведения работ уровнемером ТатНИИ при исследовании скважин следующий. После замера статического уровня зонд устанавливают на глубине 5 или 10 м от устья. Скважину через ведущую трубу заполняют жидкостью. Если перелив жидкости из устья прекращается, то включают секундомер и следят за лампочкой. В момент потухания лампочки записывают показания секундомера. Потом опускают зонд еще на 5—10 м и повторяют все операции.

При глубине статического уровня 15—20 м и менее уровень искусственно снижают и замеряют скорость его подъема. В этом случае отсчеты времени производят в момент загорания лампочки.

Глубинный манометр МГЭ-1 конструкции Казанского филиала ВНИКанефтегаз служит для прослеживания изменения гидростатического давления столба жидкости в скважине и состоит из датчика, канала связи и регистрирующего устройства (рис. 5.8).

Датчик представляет собой сочетание геликоидального манометра с потенциометром. Жидкость проходит через отверстие в корпусе 1 и действует через мембрану 2 на манометрическую пружину 4, связанную с потенциометром 5. Раскручивание пружины, а следовательно, и поворот оси потенциометра пропорциональны давлению. Потенциометр через каротажный кабель 8 связан с вторичным прибором 9. В качестве регистрирующего прибора служит электронный автоматический самописец.

Порядок работы с манометром МГЭ-1 следующий. После подъема труб в скважину до статического уровня жидкости опускают датчик. При погружении датчика в жидкость на вторичном приборе загорается лампочка. По счетчику на лебедке определяют положение статического уровня. Затем прибор опускают ниже уровня жидкости и начинают доливать жидкость в скважину. Изменения давления записывают на ленте, скорость движения которой регулируют в зависимости от интенсивности поглощения жидкости.

Глубинный манометр ГМИП-4 конструкции Куйбышевниипп предназначен для прослеживания изменения гидростатического давления (уровня) столба жидкости в скважине. Работа манометра основана на принципе изменения индуктивности датчика, вызывающего изменение частоты моновибратора. Напряжение переменной частоты подается по кабелю на поверхность, где частотно-модулированный сигнал преобразуется в амплитудно-модулированный и детектируется катодным детектором. Нагрузкой детектора является самопищущий прибор, регистрирующий изменение давления во времени.

Датчик опускают в скважину на кабеле с помощью лебедки. Длина кабеля, спускаемого в скважину, замеряется счетчиком.

Ко второй группе приборов относятся расходомеры: РЭИ Уфний, ГР Внинг, Сф Севкавнин, «Разведчик» Р-8, термоэлектрический дебитометр, индикатор мощности и местоположения пласта ИМП-2 и др.

Прибор РЭИ Уфний (рис. 5.9) представляет собой импульсный расходомер точечного или дискретного действия, т. е. замеры можно производить при фиксировании положения прибора в скважине в процессе непре-

рывного прокачивания жидкости. Чувствительным элементом служит крыльчатка 2, изготовленная в виде винта. На наружной части корпуса помещены резиновые диски 4, направляющие основную часть потока жидкости

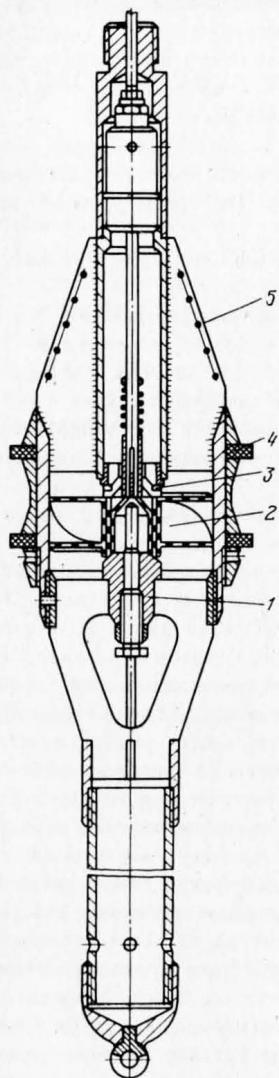
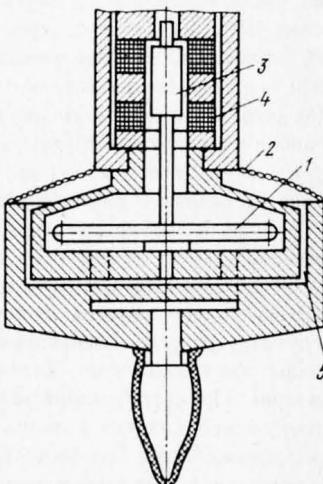


Рис. 5.9. Расходомер РЭИ УФНИИ:
1 — втулка; 2 — крыльчатка; 3 — кольцо;
4 — резиновые диски; 5 — сетка

Рис. 5.10. Расходомер «Разведчик» Р-8



через крыльчатку. Верхние отверстия датчика перекрыты сеткой, предохраняющей крыльчатку от засорения.

При вращении крыльчатки электрическая цепь кратковременно замыкается и на регистрирующий прибор посыпается импульс. По этим импульсам судят о частоте вращения крыльчатки, а следовательно, и о скорости движения жидкости на данном участке ствола скважины.

Зону поглощения определяют в следующем порядке. Прибор опускают на каротажном кабеле ниже статического уровня в непоглощающий участок ствола скважины, после чего начинают закачивать жидкость. При этом замеряют частоту вращения при полном расходе воды через крыльчатку. Затем прибор опускают в предполагаемую зону поглощения и измеряют скорость потока при закачивании жидкости в скважину с такой же производительностью, как и при контрольном замере. Скорость измеряют на нескольких глубинах и на каждой глубине несколько раз.

По данным замеров строят график изменения скорости потока по стволу скважины. В зоне поглощения скорость потока будет падать от кровли поглощающего пласта к подошве. По графику легко выделить мощность всех проницаемых пластов.

Принцип работы приборов ГР Внинг, Сф Севкавний, «Разведчик» Р-8 аналогичен РЭИ Уфни.

Расходомер «Разведчик» Р-8 (рис. 5.10), разработанный в КБ объединения Саратовнефтегаз, измеряет скорость потока жидкости в скважине по давлению скоростного напора на упругий элемент. Основные узлы прибора — индуктивный преобразователь и мембранный узел.

Прибор поднимают на каротажном кабеле с постоянной скоростью навстречу потоку жидкости, закачиваемой в скважину с постоянной подачей.

Давление передается через резиновый разделитель 2 на жидкость внутри прибора. Жидкость под действием избыточного давления перетекает по узким каналам 5 во внутреннюю полость коробчатой мембранны 1. Мембрана деформируется и перемещает связанный с ней якорь 3 индуктивного датчика 4, преобразующего перемещения якоря в электрический сигнал и передает его по кабелю на фоторегистратор каротажной станции.

Для защиты от внешнего давления электромеханический преобразователь заполняется кремнийорганической жидкостью. Прибор фиксирует нагрузку от скоростного напора по всей поверхности разделителя, поэтому частичное загрязнение разделительной пленки не нарушает работоспособности прибора, а только уменьшает его чувствительность. Показания прибора соответствуют сумме скоростей подъема и течения жидкости по стволу скважины. Места изменения скорости могут характеризовать зону поглощения, водопроявления, сужения и расширения ствола скважины.

Термоэлектрический дебитометр. С помощью дебитометра определяют интервалы зон поглощения. Датчиком прибора является проволочное сопротивление. При пропускании через датчик тока проволока нагревается. При погружении датчика в поток жидкости он будет охлаждаться, причем охлаждение будет тем больше, чем больше скорость потока жидкости. В соответствии с изменением температуры датчика изменяется и его сопротивление, которое регистрируется на поверхности.

В процессе замера в скважину необходимо непрерывно доливать жидкость. При интенсивном перетоке пластовых вод замеры можно производить без долива.

Причину поглощений и полную характеристику поглощающего пласта можно получить с помощью установки контроля за процессом бурения и осложненностью разреза КПБО-1, разработанной Татни.

Установка КПБО-1 позволяет регистрировать на одной диаграммной ленте проходку на долото во времени, количество выходящего из скважины бурового раствора, нагрузку на долото, давление в нагнетательной линии, глубину скважины и др.

5.4. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ, ВЫБОР СПОСОБОВ И СРЕДСТВ ИХ ИЗОЛЯЦИИ

В настоящее время нет единой классификации зон поглощений, которая могла бы служить базой для выбора рациональных способов и средств ликвидации поглощений в разных районах бурения.

На основе опыта проводки скважины на месторождениях Урало-Поволжья классификацию зон поглощений и выбор мероприятий по их изоляции предложено проводить по величине коэффициентов удельной приемистости q_1 , q_2 , q_3 , характеризующих определенные среды, которыми может быть представлен поглощающий пласт [7, 30].

Первая среда представляет собой трещиновато-кавернозные породы, движение жидкости через которые описывает закон Шези — Краснопольского

$$Q_1 = S_1 \sqrt{\Delta p}. \quad (5.45)$$

Вторая среда представлена пористыми породами, движение жидкости через которые описывает закон Дарси

$$Q_2 = S_2 \Delta p. \quad (5.46)$$

Третья среда — это мелкопористая порода, движение жидкости через которую описывает следующий закон:

$$Q_3 = S_3 (\Delta p)^2, \quad (5.47)$$

где S_1 , S_2 , S_3 — коэффициенты приемистости; Δp — перепад давления.

В общем случае проницаемый пласт состоит из трех сред: трещиновато-кавернозной, среднепористой и мелкопористой. Математическая модель тройной среды записывается уравнением [30]

$$Q_c = Q_1 + Q_2 + Q_3. \quad (5.48)$$

где Q_c , Q_1 , Q_2 , Q_3 — расходы жидкости.

Коэффициенты приемистости характеризуют размеры каналов фильтрации: S_1 — от долей миллиметров до нескольких сантиметров; S_2 — от десятков микрометров до долей миллиметров; S_3 — от нескольких до десятков микрометров.

Коэффициенты удельной приемистости q_1 , q_2 и q_3 равны соотношению коэффициентов приемистости S_1 , S_2 , S_3 к площади фильтрации поглощающего пласта. По величине этих коэффициентов разработана классификация зон поглощений.

Коэффициенты приемистости определяют по данным гидродинамических исследований скважин с использованием в качестве раствора технической воды [7, 30].

Наибольшие трудности возникают при изоляции зон поглощения в трещиноватых и кавернозных породах (первая среда), характеризующихся коэффициентом q_1 . Менее сложные работы проводятся в отложениях (вторая среда), характеризующихся коэффициентом q_2 . Мелкопористая порода (коэффициент q_3) вообще не изолируется, так как не представляет опасности при бурении.

В табл. 5.4 и 5.5 даны рекомендации по проведению изоляционных работ в скважине в зависимости от величины коэффициентов удельной приемистости q_1 и q_2 .

Т а б л и ц а 5.4

Классификация зон поглощений по коэффициенту удельной приемистости, способы и средства их изоляции

Рекомендации	Категория поглощения	q_1
Изоляционные работы не проводятся	I	$\leq 0,07$
Закачивание тампонажной смеси (быстрохватывающиеся смеси на основе цемента или гипса, отверждающиеся глинистые растворы)	II	$0,07-0,10$
Намыв наполнителей с последующим закачиванием быстрохватывающихся смесей на основе цемента, гипса, отверждающегося глинистого раствора, гельцементной пасты	III	$0,1-1,0$
Намыв наполнителей с последующим закачиванием быстрохватывающихся смесей на основе гипса, цемента, высоковязких паст и др.	IV	$1,0-10,0$
Намыв наполнителей с последующим закачиванием высоковязких тампонажных паст	V	$\geq 10,0$

Т а б л и ц а 5.5

Классификация зон поглощений по коэффициенту удельной приемистости q_2 , способы и средства их изоляции

Рекомендации	Категория поглощения	q_2
Изоляционные работы не проводятся	I	0,1
Закачивание тампонажных смесей (быстрохватывающиеся смеси на основе цемента, гипса, полимерцементные смеси)	II	$0,1-1,0$
Закачивание тампонажных смесей (быстрохватывающиеся смеси на основе гипса, гипана, отверждающиеся глинистые растворы и др.)	III	1,0

Выбор типа и размера наполнителя уточняют по результатам намыва их в зону поглощения. Если намыв определенного типа и размера наполнителей не приводит к снижению интенсивности поглощения, то наполнитель необходимо заменить более крупным или использовать смесь наполнителей.

Наполнители намывают в зону поглощения до тех пор, пока интенсивность поглощения не снизится и коэффициент удельной приемистости не достигнет 0,1. После этого рекомендуется закачивать тампонажную смесь.

Если намыв наполнителей и закачивание тампонажных смесей не снизят интенсивность поглощения, то для изоляции поглощающих пластов следует применять перекрывающие устройства.

Рекомендации по выбору наполнителей в зависимости от категории поглощения и коэффициентов удельной приемистости q_1 и q_2 приведены в табл. 5.6.

Т а б л и ц а 5.6

Наполнитель	Категория поглощения	Коэффициент удельной приемистости
Речной песок (диаметр зерна до 2 мм)	III	0,1—1,9
Древесные опилки	III, IV, V	$\geq 0,9$ —10,0
Кожа «горох»	III, IV	0,9—10,0
Слюда-чешуйка	III, IV	0,9—10,0
Целлофан	IV, V	$\geq 0,9$ —10,0
Кордовое волокно	IV, V	$\geq 0,9$ —10
Резиновая крошка	IV, V	$\geq 0,9$ —10
Шлам выбуренной породы	V	≥ 10
Перлит	V	≥ 10
Керамзит	V	≥ 10
Техническая кошма	V	≥ 10

Табл. 5.4—5.6 составлены на основе опытных данных, полученных при бурении скважин буровыми организациями объединения Татнефть.

В классификации, приведенной в табл. 5.7, способы и средства борьбы с поглощениями рекомендуется выбирать по величине раскрытия поглощающих каналов. Предложенная классификация разработана на основе обобщения многочисленных результатов отечественных и зарубежных исследований, а также промыслового опыта [10].

В классификацию включены 46 видов наиболее часто используемых тампонажных смесей и способов борьбы с поглощениями, разделенных на восемь классов по величине раскрытия каналов.

При отсутствии положительных результатов от применения тампонажной смеси определенного класса следует выбирать смесь следующего класса, обладающего более высокими закупоривающими свойствами.

Предложенная классификация дает возможность более обоснованно подходить к выбору средств и способов борьбы с поглощениями бурового раствора в глубоких скважинах, для бурения которых используют глинистый раствор.

Таблица 5.7

**Классификация зон поглощений по величине раскрытия каналов,
способы и средства борьбы с поглощениями**

Способы и средства борьбы с поглощениями	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Класс
Регулирование показателей бурового раствора	1	I
Закачивание в скважину суспензии из отходов бумаги, обработанной каустической содой	1	
Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителями (мелкие древесные опилки, резиновая крошка и др.)	3	
Закачивание в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт глинистого раствора в объеме 10—15 м ³ с добавлением мелких древесных опилок или резиновой крошки в количестве до 50 кг на 1 м ³ раствора	3	II
Закачивание в поглощающий пласт цементного раствора	3	
Подъем бурильного инструмента в башмак промежуточной колонны или кондуктора и прекращение работ в скважине на 8—12 ч	5	III
Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителями (измельченные отходы резины с размерами частиц 3—10 мм)	5	
Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителем (измельченные отходы кожи с размерами частиц 1—6 мм)	5	
Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителями (древесные опилки с размерами частиц 1—5 мм)	5	III
Бурение с промывкой глинистым раствором с наполнителями (целлофан)	5	
Закачивание в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт глинистого раствора в объеме 10—15 м ³ с добавлением измельченных отходов резины с размерами частиц 3—10 мм в количестве до 50 кг на 1 м ³ раствора	5	
Закачивание в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт глинистого раствора в объеме 10—15 м ³ с добавлением древесных опилок с размерами частиц 1—5 мм в количестве до 50 кг на 1 м ³ раствора	5	
Закачивание в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт глинистого раствора в объеме 10—15 м ³ с добавлением измельченных отходов кожи с размерами частиц 1—5 мм в количестве до 50 кг на 1 м ³ раствора	5	
Закачивание в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт глинистого раствора в объеме 10—15 м ³ с добавлением целлофана в количестве до 50 кг на 1 м ³ раствора	5	
Закачивание в поглощающий пласт БСС на основе цемента с вводом ускорителя схватывания в воду, используемую для затворения	5	

Способы и средства борьбы с поглощениями	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Класс
Тампонирование зоны поглощения загустевшим глинистым раствором путем ввода в него жидкого стекла с CaCl_2 (или NaCl)	5	III
Тампонирование зоны поглощения загустевающим глинистым раствором путем ввода в него 10—15 % известкового молока	5	
Тампонирование зоны поглощения загустевающим глинистым раствором путем ввода в него водного раствора аскарита	5	
Тампонирование зоны поглощения загустевающим глинистым раствором путем ввода в него полимерного реагента К-7	5	
Закачивание в скважину и задавливание отдельными порциями в поглощающий пласт нетвердеющей смеси, имеющей показатель фильтрации 45—50 cm^3 за 30 мин с вводом в нее комплекса наполнителей: 25 кг/ m^3 — подсолнечной лузги, 10 кг/ m^3 — силикагеля, 10—15 кг/ m^3 — древесных опилок	10	
Закачивание в скважину и задавливание в поглощающий пласт отдельными порциями смеси, имеющей показатель фильтрации 45—50 cm^3 за 30 мин с вводом в нее комплекса наполнителей: керамзита или перлита с размером частиц до 6 мм (10 кг/ m^3), измельченных отходов резины или кожи с размером частиц до 10 мм (10—15 кг/ m^3), слюды (25 кг/ m^3)	10	IV
Закачивание в поглощающий пласт тампонажной цементной пасты	10	
Закачивание в поглощающий пласт цемента, затворенного на солярке	10	
Тампонирование зоны поглощения коагулирующим глинистым раствором путем ввода в него поликариламида	10	
Тампонирующие зоны поглощения коагулирующим глинистым раствором	10	
Закачивание в поглощающий пласт мочевино-формальдегидной смолы с отвердителем	10	IV
Закачивание в поглощающий пласт цементного раствора или БСС на основе цемента с комплексом наполнителей: подсолнечной лузги, силикагеля, древесных опилок	10	
Закачивание в поглощающий пласт цементного раствора или БСС на основе цемента с комплексом наполнителей: керамзита или перлита с размером частиц до 6 мм, измельченных отходов резины или кожи с размером частиц до 10 мм, древесных опилок, просяпой шелухи или целлофана	10	

Продолжение табл. 5.7

Способы и средства борьбы с поглощениями	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Класс
Задавливание в поглощающий пласт отдельными порциями нетвердеющей тампонирующей смеси, имеющей показатель фильтрации 70—80 см ³ за 30 мин с вводом в нее комплекса наполнителей: гранулированных с размером частиц до 10 мм, волокнистых с размером частиц до 15 мм (отходы кожи, резины, кошма), чешуйчатых (целлофан, отходы слюды), общая концентрация наполнителей 50 кг/м ³	15	
Закачивание в поглощающий пласт гипса (2—3 м ³) с последующим цементированием	15	V
Закачивание в поглощающий пласт БСС с применением глубинного смесителя	15	
Закачивание в поглощающий пласт солярбентонитовой или нефтебентонитовой смеси	15	
амыв в зону поглощения для снижения его интенсивности комплекса наполнителей: гранулированных (керамзит, перлит, шлам карбонатных пород, щебень) с размером частиц до 10 мм, волокнистых (кордное волокно, опилки, древесная стружка, отходы текстильного производства, кошма) и чешуйчатых (целлофан, отходы слюды, шелуха проса)	15	
Задавливание в поглощающий пласт БСС на солярной основе с транспортировкой ее к зоне поглощения в контейнере	15	
Закачивание в скважину и задавливание в поглощающий пласт отдельными порциями нетвердеющей тампонирующей смеси, имеющей показатель фильтрации 100 см ³ за 30 мин с вводом в нее комплекса наполнителей: гранулированных (керамзит, перлит, шлам карбонатных пород, щебень) с размером частиц до 15 мм, волокнистых (отходы кожи, резины, кордное волокно, древесная долгобежка, отходы текстильного производства, кошма) и чешуйчатых (целлофан, отходы слюды, подсолнечная лузга); общая концентрация наполнителей 80 кг/м ³	15	
Закачивание в поглощающий пласт глиноцементной смеси, затворенной на воде, с вводом в нее волокнистых наполнителей (кошма) и чешуйчатых (слюда, целлофан)	15	
Намыв в зону поглощения до снижения его интенсивности комплекса наполнителей: гранулированных (керамзит, перлит, шлам карбонатных пород, щебень) с размером частиц до 100 мм, волокнистых (древесная стружка и долгобежка, измельченная солома, отходы текстильного производства, кошма) и чешуйчатых (целлофан, отходы слюды)	15	

Продолжение табл. 5.7

Способы и средства борьбы с поглощениями	Раскрытие поглощающих каналов, мм	Класс
Закачивание в поглощающий пласт цементного раствора с вводом в него латекса через смесительное устройство	20	VI
Закачивание в поглощающий пласт глиноцементной смеси, затворенной на дизельном топливе	20	VI
Закачивание в поглощающий пласт цементно-глинитовой тампонирующей пасты	25	VII
Закачивание цементно-бетонитовой смеси с вводом в нее латекса через смесительное устройство	25	
Закачивание латекса с последующим цементированием зоны поглощения	25	
Изоляция зоны поглощения с помощью перекрывающих устройств	25	
Задавливание в поглощающий пласт крупного наполнителя, транспортируемого в контейнере	25	VIII
Взрыв с целью обрушения кровельной части поглощающего пласта с последующим цементированием	25	
Бурение без циркуляции с последующим перекрытием зоны поглощения хвостовиком или промежуточной колонной	25	

5.5. ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

5.5.1. Требования к тампонажным смесям

Для изоляции зон поглощения широко применяют различные тампонажные смеси и пасты, получаемые на основе неорганических вяжущих материалов (цементов, гипса), полимерных соединений, глинистого раствора с добавками наполнителей и химических реагентов. Успех работ по перекрытию каналов ухода бурого раствора в пласт зависит от структурно-механических свойств тампонажных смесей, правильно подобранных рецептур и технологии доставки их в скважину.

К тампонажным смесям, используемым для изоляции зон поглощения, предъявляют следующие требования [7]:

- 1) тампонажная смесь должна обладать хорошей текучестью и сохранять ее в течение времени, необходимого для закачивания и продавливания ее в каналы поглощающего пласта;
- 2) плотность смеси должна быть близкой к плотности бурого раствора, что в меньшей степени нарушает равновесие в системе скважина — пласт;
- 3) сроки схватывания, а также пластическая прочность смеси должны легко регулироваться; начало схватывания смеси должно превышать

время, необходимое для проведения операций по закачиванию ее в пласт на 20—25 %, но не менее чем на 10—15 мин;

4) смесь должна сохранять стабильность при температуре и давлении, имеющих место в скважине;

5) смесь должна быть устойчивой к разбавлению пластовыми водами;

6) после закачивания в зону поглощения смесь должна быстро схватываться и приобретать за короткий срок достаточную прочность: не менее 0,5—1,4 МПа при испытании образцов на сжатие через 8—16 ч;

7) смесь должна быть нетоксичной и недефицитной.

5.5.2. Свойства тампонажных смесей

Тампонажные смеси подбирают по структурно-механическим и реологическим показателям, основные из которых: подвижность, сроки схватывания, время загустевания, водоудерживающая способность, плотность и прочность.

Подвижность тампонажной смеси определяют для выяснения возможности прокачивания ее в скважину. От подвижности смеси зависит величина гидравлических сопротивлений при прокачивании ее в скважину. Гидравлические сопротивления могут быть рассчитаны, если известны реологические параметры тампонирующей смеси — пластическая вязкость η , статическое θ и динамическое τ_0 напряжение сдвига. Эти величины находят с помощью капиллярного или ротационного вискозиметра. При испытании тампонажных смесей в производственных условиях используют косвенные методы оценки подвижности по растекаемости и с помощью консистометра.

Растекаемость тампонажной смеси измеряют с помощью конуса АЗНИИ. Она характеризует подвижность смеси в момент окончания ее приготовления. Этот показатель условный, так как зависит от длительности и интенсивности перемешивания смеси. В момент определения растекаемости смесь неподвижна т. е. находится в статическом состоянии, а при прокачивании — движется.

Способность тампонирующей смеси к прокачиванию более точно может быть определена по сопротивлению, которое она оказывает перемешиванию лопастной мешалкой. При этом интенсивность перемешивания должна соответствовать интенсивности перемешивания смеси при движении в скважине во время прокачивания. Определение начальной консистенции тампонажной смеси при непрерывном перемешивании производят с помощью консистометра [12].

При проведении изоляционных работ необходимо знать время, в течение которого тампонирующая смесь в условиях конкретной скважины сохраняет подвижность (прокачиваемость), и время, когда смесь превращается в камень. Скорость схватывания тампонирующей смеси зависит от вида и состава компонентов, их свойств, водосмесевого отношения, качества воды затворения, наличия в ней растворенных реагентов, температуры и давления в скважине. Наиболее быстро тампонирующая смесь схватывается в состоянии покоя. В статических условиях сроки схватывания определяют с помощью иглы Вика.

Этот способ основан на периодическом измерении глубины погружения в твердеющую тампонирующую смесь иглы определенного сечения под действием определенной массы. По методу Вика скорость схватывания характеризуется сроками схватывания — начала и конца. Более точно процесс схватывания может быть охарактеризован по кинетике нарастания прочности развивающейся структуры в тампонирующей смеси. Для этой цели применяют метод конического пластометра, разработанный П. А. Ребиндером. Измерение пластической прочности позволяет охватить одним достаточно простым методом всю область от пластично-текущей суспензии до камня. Объективность значения пластической прочности как выражения предельного статического напряжения сдвига сохраняется только при измерении пластического состояния тампонирующей смеси, имеющей коагуляционную структуру.

Если образец приобретает коагуляционно-кристаллизационную структуру, то при погружении конуса вместо течения развиваются явления смятия.

Метод заключается в определении глубины погружения конуса в исследуемый материал под действием постоянной силы. Пластическую прочность рассчитывают по формуле

$$p_{\text{пр}} = K_{\alpha} (F/h_k^2), \quad (5.49)$$

где $p_{\text{пр}}$ — пластическая прочность; K_{α} — коэффициент, зависящий от угла при вершине конуса; F — сила, действующая на конус; h_k — глубина погружения конуса.

Сроки схватывания тампонирующих смесей в условиях температур и давлений определяют в специальных автоклавах [12].

Процесс схватывания тампонажной смеси, находящейся в движении, проявляется в увеличении его динамического напряжения сдвига τ_0 и пластической вязкости η , что приводит к увеличению гидравлических сопротивлений при движении смеси в трубах и в затрубном пространстве, а также к повышению давления в насосах. Это может вызвать преждевременную остановку цементировочных агрегатов и оставление смеси в трубах.

Однако изменение реологических параметров (τ_0 , η) тампонажной смеси в области, близкой к пределу прокачиваемости, связано с некоторыми трудностями. Поэтому на практике исследуют изменение консистенции во времени с помощью консистометра. Время с момента затвердения смеси до момента, когда ее кажущаяся вязкость — консистенция — станет такой, что ее невозможно будет прокачивать насосами, называют временем загустевания.

Тампонирующая смесь должна обладать определенной водоудерживающей способностью. Водоотделение из тампонажной смеси в скважине может происходить в следующих случаях. Если тампонажная смесь после закачивания в скважину длительное время не схватывается, то водоотделение происходит в результате седиментации частиц твердой фазы. Водоотделение в проницаемые пластины возникает также при превышении гидростатического давления столба раствора (смеси) в скважине над пластовым.

Седиментационная устойчивость тампонажной смеси характеризуется коэффициентом водоотделения

$$K_{\text{в}} = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \cdot 100\%, \quad (5.50)$$

где $K_{\text{в}}$ — коэффициент водоотделения, %; V_1 — первоначальный объем тампонажной смеси, см³; V_2 — объем осевшей тампонажной смеси, см³.

Условный показатель фильтрации тампонажной смеси определяют с помощью прибора ВМ-6. Показатель фильтрации тампонажной смеси в условиях, приближенных к условиям скважины, определяют с помощью установки УВЦ-1, изготовленной во ВНИИКАнефтегазе и Краснодарниипи-нефти.

Плотность тампонирующих смесей может быть найдена многими методами, например с помощью ареометров АГ-1 или АГ-2.

Такие показатели, как растекаемость, сроки схватывания, прочность образцов на изгиб и сжатие, измеряют в соответствии с ГОСТ 1581—78.

5.5.3. Выбор тампонажных смесей

Наиболее распространенным способом изоляции естественных каналов в поглощающих пластах является нагнетание в них тампонажных смесей. Тампонажная смесь должна прекратить свое движение в каналах пласта при заполнении их на некоторое расстояние от ствола скважины. Связь между структурно-механическими свойствами смеси, величиной раскрытия каналов в пласте и избыточным давлением в системе ствол — скважины — пласт описывается следующей зависимостью [17]:

$$\theta = \Delta p r / a, \quad (5.51)$$

где θ — статическое напряжение сдвига, Па; Δp — избыточное давление на поглощающий пласт, Па; r — глубина проникновения тампонажной смеси в пласт, мм; a — раскрытие каналов, мм.

Наиболее простой способ оценки структурно-механических свойств тампонажных смесей — измерение изменения ее пластической прочности во времени. Исследованиями [2] было установлено, что по величине пластической прочности можно рассчитать статическое и динамическое напряжение сдвига, используя следующие зависимости:

$$\theta = 0,25 p_{\text{пп}}; \quad (5.52)$$

$$\tau_0 = 0,029 p_{\text{пп}} + 0,51. \quad (5.53)$$

($p_{\text{пп}}$ — пластическая прочность смеси).

Структурно-механические свойства следует подбирать так, чтобы тампонажная смесь проникла в глубь пласта по наиболее крупным поглощающим каналам на расстояние 1—5 м при избыточном давлении 0,5—3,0 МПа [2, 17].

Величину раскрытия трещин определяют способами, описанными в разделе 5.3.

Рекомендуемые значения структурно-механических свойств тампонажной смеси для различных величин раскрытия каналов поглощения приведены в табл. 5.8.

Таблица 5.8

Раскрытие каналов, мм	Статическое напряжение сдвига θ , Па	Пластическая прочность $\rho_{\text{пр}}$, МПа
1	50—250	200—1000
3	140—660	560—2640
5	250—1250	1000—5000
10	500—2500	2000—10 000
20	1000—5000	4000—20 000

Структурно-механические и реологические параметры тампонажных смесей регулируются количественным и качественным соотношением компонентов в смеси, а также водом различных реагентов и наполнителей.

Поскольку качество материалов, а также параметры, характеризующие поглащающие пластины в разных скважинах и даже в одной на различных глубинах, не одинаковы, то состав смеси подбирается в промысловой лаборатории отдельно для каждого случая. Перед началом операции необходимо на месте проверить сроки схватывания тампонажных смесей.

5.5.4. Смеси на основе тампонажных цементов

Быстрохватывающиеся смеси БСС. Для сокращения сроков схватывания и получения высокой прочности цементного камня на ранней стадии твердения в тампонажный цементный раствор вводят ускорители схватывания: хлористый кальций, кальцинированную соду, углекислый калий (поташ), хлористый алюминий, хлористый натрий, сернокислый глинозем, жидкое стекло, каустическую соду, высокоминерализованную пластовую воду хлоркальциевого типа и др.

Количество вводимых ускорителей обычно не превышает 6—8 % цемента в пересчете на сухое вещество. Время ожидания затвердевания БСС в 3—4 раза меньше, чем в тампонажных растворах.

Так как ускорители часто поступают на промыслы в виде водного раствора, то при приготовлении БСС необходимо знать содержание в нем сухого вещества (табл. 5.9).

Плотность водного раствора ускорителя необходимо проверять непосредственно на буровой, так как при хранении и перевозке в открытой таре возможна его конденсация или разбавление атмосферными осадками.

Водные растворы ускорителей схватывания можно добавлять в воду затворения цемента и в цементный раствор, а порошкообразные ускорители — в сухой цемент или цементный раствор.

Гельцемент получают затворением тампонажного цемента на бентонитовом глинистом растворе плотностью 1040—1060 кг/м³. При отсутствии бентонитовой глины можно применять глинистый раствор из местных глин

Таблица 5.9

**Концентрация сухого вещества в водном растворе
реагентов — ускорителей схватывания**

Плотность раствора-ускорителя, кг/м ³	Содержание реагентов в кг на 1 м ³ раствора-ускорителя				
	жидкое стекло	хлористый кальций	кальцинированная сода	сернокислый глинозем	каустическая сода
1050		—	—	106	47,3
1100	110	82	120	210	96,6
1120	128	102	145	250	124,4
1140	145	122	180	290	145
1160	162	142	210	330	166,7
1180	180	162	242	370	188,8
1200	196	182	274	410	213,7
1220	212	202	305	450	239,7
1240	230	222	336	490	267,4
1260	247	242	368	530	296,8
1280	264	262	400	—	327
1300	282	282	430	—	361
1320	298	302	460	—	380,8
1340	315	322	490	—	419,6
1360	332	342	—	—	441
1380	350	362	—	—	484,1
1400	356	382	—	—	507,9

с большей концентрацией последней в растворе. Гельцементные растворы можно приготовлять также смешиванием цемента и глинопорошка с последующим затворением водой.

Для получения густых гельцементных смесей рекомендуется добавлять в глинистый раствор 2,5—3 кг кальцинированной соды на 1 м³ раствора.

Цементно-бентонитовые пасты плотностью 1300—1500 кг/м³ приготовляют из смеси цемента и глины, взятых в соотношении 2:1 при водо-смесевом отношении 0,9—1,0. Эти пасты отличаются стабильной плотностью и высокой начальной растекаемостью, составляющей 16,5 см по конусу АзНИИ. В промысловых условиях такие пасты получают в гидро-смесителях при перепаде 0,3—0,4 МПа на штуцере диаметром 14 мм. В смесь добавляют ускорители схватывания.

Стабильными структурно-механическими свойствами обладают тампонажные смеси, состоящие из тампонажного цемента (70 %) и глинопорошка (30 %) с добавкой к ним сернокислого глинозема (до 6 %). Эти смеси отличаются большим диапазоном показателей реологических свойств и удовлетворяют требованиям надежной изоляции поглощающих пластов [2].

Тампонажный раствор с высоким показателем фильтрации ТРВВ [20]. Разработанный во ВНИИБТ ТРВВ рекомендуется применять для изоляции зон поглощения бурового раствора в трещиноватых породах. Получают ТРВВ путем смешивания цементного раствора пониженной плотности (1450—1500 кг/м³) и утяжеленного глинистого раствора плотностью 1500—1600 кг/м³.

Для приготовления ТРВВ предпочтительно использовать глинистый раствор, не обработанный химическими реагентами. В цементный раствор следует вводить до 3 % хлористого кальция к массе сухого цемента. Для повышения закупоривающей способности в ТРВВ добавляют инертные наполнители.

Основными показателями, определяющими изоляционные свойства ТРВВ, являются его показатель фильтрации, толщина фильтрационной корки и пластическая прочность.

При закачивании смеси в зону поглощения входящие в ее состав наполнители создают решетку в каналах поглощения, особенно в местах изгибов этих каналов и изменения их сечения, через которую происходит быстрое отфильтровывание воды из тампонажного раствора и образование плотного, прочного изолирующего слоя.

Благодаря высокому показателю фильтрации тампонажный раствор быстро обезвоживается. Хорошие закупоривающие свойства смеси обусловлены выпадением в поглощающих каналах ее твердой фазы, и прежде всего утяжелителя, инициирующего этот процесс. Вследствие этого закупоривающая способность ТРВВ пропорциональна объему наполнителя, введенного в смесь.

Закупоривающая способность тампонажного раствора повышается при закачке ТРВВ с изменением подачи насосов при непродолжительных остановках. Тампонажный раствор с высоким показателем фильтрации закачивают в скважину только при установленном пакере, что позволяет избежать аварий, связанных с прихватом инструмента.

Облегченные смеси. Плотность смесей, приготовленных на основе тампонажных цементов, снижают вводом облегченных добавок, которые также повышают закупоривающие свойства смесей. К ним относятся: глина, перлит, фильтроперлит, керамзит, молотые нефтебитум, верникулит, опока, нефтяной кокс и др.

В настоящее время промышленность выпускает готовые к употреблению облегченные тампонажные цементы (ТУ 21-1-6-67). Сенгилеевский цементный завод (Ульяновская обл.) выпускает облегченный тампонажный портландцемент для «холодных» скважин, содержащий в качестве облегчающей добавки 20—35 % диатомита. Вольский цементный завод «Комсомолец» выпускает облегченный тампонажный портландцемент, содержащий 40—55 % опоки. Карадагский цементный завод — облегченный цемент, содержащий 30—45 % пемзы, константиновский завод «Утяжелитель» — облегченные тампонажные цементы глинистый ОЦГ и шлаковый ОШЦ.

Расширяющийся газоцементный раствор. В состав газоцементного раствора входят тампонажный цемент (100 г), вода (50 см³), жидкое стекло (2 см³), хлористый натрий (2 г) и алюминиевый порошок (0,2 г).

Начало газообразования в растворе 15 мин, начало схватывания 1 ч 15 мин. Объем раствора увеличивается в 2 раза. Порошкообразные материалы (цемент, алюминиевый порошок) смешивают в бункере в сухом виде. В емкостях цементировочного агрегата, заполненных необходимым количеством воды, растворяют реагенты (хлористый натрий, жидкое стекло) в соответствии с рецептурой. Затворение раствора и закачивание

его в скважину производят обычным путем. После заливки бурильные трубы поднимают выше предполагаемого уровня газоцементного раствора и скважину промывают. Время ОЗЦ составляет 10—12 ч.

В отличие от обычного цементного раствора газоцементный обладает способностью расширяться за счет выделения водорода. Процесс газовыделения сопровождается резкой потерей подвижности смеси. Рост объема и потеря подвижности в период поступления раствора в поглощающую зону служат его основными положительными качествами, обеспечивающими надежную изоляцию.

Облегченные смеси с широким диапазоном изменения плотности (820—1400 кг/см³) можно получить путем добавления в воду затворения кератинового клея, который повышает сроки схватывания смеси. Объем цементно-клеевых растворов в процессе твердения увеличивается. Образцы цементно-клеевых растворов имеют пористость 50—70 % при проницаемости (40—60) 10⁻² мкм².

Смеси с наполнителями. Ввод наполнителей в цементные растворы повышает закупоривающие свойства смеси и способствует сокращению времени и средств, затрачиваемых на борьбу с поглощениями промывочной жидкости.

В качестве наполнителей применяют: кожу «горох», кордное волокно, слюду-чешуйку, целлофан, резиновую крошку, песок, известняк, древесные опилки, подсолнечную лузгу, виноградные косточки, морские ракушки и т. д.

Для сокращения сроков схватывания и увеличения прочности получаемого цементного камня в цементный раствор с наполнителями вводят ускорители схватывания.

При отсутствии данных о размерах поглощающих каналов целесообразно применять смеси с различными типами наполнителей.

Количество наполнителей, вводимых в цементный раствор, составляет 3—10 %. Растворимость тампонажной смеси с наполнителем по конусу АзНИИ для обеспечения нормальной работы цементировочных агрегатов должна быть не менее 12—14 см.

5.5.5. Смеси на основе гипса

Для временной изоляции поглощающих пластов с температурой около 25—35 °С можно применять смеси на основе высокопрочного или строительного гипса.

Особенность этих вяжущих заключается в высокой скорости нарастания прочности камня. Прочность высокопрочного гипса составляет 1,6—2,1 МПа через 1 ч, а строительного — 4,0—5,5 МПа через 2 ч (при отношении воды к гипсу 0,6).

В качестве замедлителей схватывания этих смесей используют триполифосфат натрия, тринатрийfosфат, гексаметаfosфатнатрия, ССВ, КМЦ, нейтрализованный черный контакт с кальцинированной содой, техническую буру.

Недостаток чистых гипсовых смесей состоит в том, что гипсовый тампон со временем разрушается и может возобновиться поглощение.

Достаточно высокую прочность имеет гипсоцементная смесь (камень), получаемая из раствора равных частей цемента, гипса или их растворов. Для увеличения сроков схватывания в смеси вводят те же замедлители схватывания.

Камень, получаемый при твердении гипсоцементной смеси, твердеет в водных растворах. Через 28 сут хранения в воде его прочность практически достигает прочности камня из чистого цементного раствора.

Для изоляции зон поглощений в продуктивных отложениях рекомендуется применять гипсомеловые смеси, которые при освоении скважин легко могут быть удалены солянокислотной обработкой с целью восстановления продуктивной характеристики коллекторов.

Путем увеличения в смеси мела и воды можно значительно замедлить сроки ее схватывания. Однако при этом снижается прочность гипсомелового камня. Сроки схватывания гипсомеловой смеси без существенного снижения прочности можно регулировать добавкой замедлителей.

Гипсомеловые смеси отличаются хорошей подвижностью после затворения и быстрым нарастанием прочности в конечный период схватывания. Добавка к смеси сульфитспиртовой барды в сочетании с триполифосфатом натрия и натрием фосфорникислым двухзамещенным позволяет ей сохранять в течение длительного времени высокую текучесть, что особенно важно при изоляции зон поглощений на больших глубинах.

Гипсомеловую смесь можно приготовлять путем затворения заранее смешанных сухих компонентов или гипса на меловой водной суспензии. Замедлители схватывания следует предварительно растворить в расчетном количестве воды, на которой затворяется сухая гипсомеловая смесь или меловая суспензия.

При приготовлении гипсомелового раствора из сухой смеси гипса и мела в емкость цементировочного агрегата закачивается вода с растворенными в ней реагентами, а в бункере цементно-смесительных машин загружается сухая смесь гипса и мела. При затворении гипса на меловой суспензии последнюю закачивают в емкости цементировочных агрегатов, а гипс загружают в бункеры цементно-смесительных машин.

5.5.6. Смеси на основе специальных цементов

Для приготовления быстросхватывающихся тампонажных смесей можно использовать глиноземистый и гипсоглиноземистый цементы.

Сроки схватывания глиноземистого цементного раствора с водоцементным отношением 0,5 весьма замедленные и достигают 10 ч. Для приготовления БСС в тампонажный цемент добавляют 10—20 % глиноземистого цемента.

При вводе в глиноземистый цемент фтористого натрия смесь становится быстросхватывающейся.

Смесь, приготовленная из гипсоглиноземистого цемента, является расширяющейся, быстросхватывающейся и быстротвердеющей. Начало схватывания этого цементного раствора при водоцементном отношении 0,5 равно 1,5 ч, а конец — 2 ч. Прочность на изгиб через 2 сут 3,5—5,0 МПа.

Ввиду высокой стоимости гипсоглиноземистый цемент применяют в смеси с другими цементами и наполнителями. Быстрохватывающаяся расширяющаяся смесь можно получить при добавлении в тампонажный цемент 20—30 % гипсоглиноземистого цемента. Для облегчения в смесь тампонажного и гипсоглиноземистого цемента добавляют до 30 % легких добавок, например диатомита.

5.5.7. Смеси на углеводородной основе

Быстрохватывающиеся тампонажные смеси на углеводородной основе представляют собой суспензии, в которых тампонажный цемент, наполнитель и ускоритель находятся во взвешенном состоянии. Благодаря инертности цемента к углеводородным жидкостям эта смесь не схватывается, что позволяет безопасно транспортировать ее по бурильным трубам на значительную глубину. При контакте с водой последняя вытесняет углеводородную жидкость из смеси, после чего смесь загустевает и схватывается, образуя прочный цементный камень. Для получения подвижной и легко прокачиваемой смеси с высоким содержанием твердой фазы в углеводородную жидкость вводят поверхностно-активные вещества.

Состав соляроцементной смеси: цемент, 30—50 % дизельного топлива, 0,5—1,0 % ПАВ (крезола) и 6 % порошкообразного ускорителя (кальцинированной соды). Для большей прочности цементного камня в смесь вводят до 30—50 % кварцевого песка. Состав наиболее часто применяемой соляробентонитоцементной смеси: 1 м³ дизельного топлива, 1—2 т бентонитовой глины, 0,3—0,5 т цемента, 0,5—1,0 % ПАВ.

Смеси можно получать также при частичной (до 25 %) замене в них цемента гипсом, а также затворения гипса на дизельном топливе.

Приготовление соляробентонитоцементной смеси. В емкость заливают расчетное количество дизельного топлива и растворяют в нем поверхностно-активную добавку. В раствор засыпают предварительно приготовленную смесь бентонитовой глины и цемента, а затем перемешивают их до получения однородной массы. Смесь закачивают в скважину цементировочными агрегатами по бурильным трубам, установленным на 20—30 м выше зоны поглощения.

При прокачивании по бурильным трубам смесь должна быть сверху и снизу изолирована буферными порциями дизельного топлива объемом по 0,5 м³. С момента начала выхода смеси и до окончания выдавливания ее из труб в затрубное пространство закачивают буровой раствор объемом, равным 0,5—1,0 объему смеси.

В зону поглощения смесь продавливается при закрытом превенторе.

5.5.8. Смеси на основе полимеров

Опыт применения тампонажных смесей на основе полимеров для изоляции зон поглощений показывает, что они имеют ряд преимуществ перед растворами минеральных вяжущих веществ: меньшая плотность тампонирующей смеси, широкий диапазон регулирования времени схваты-

вания смеси без применения специальных реагентов-ускорителей, высокая фильтрационная способность смеси, что способствует изоляции мелкопористых поглощающих пластов; нейтральность пластмассового шлама к глинистому раствору; высокая прочность и стойкость пластмассового камня в забойных условиях.

Смеси на основе мочевиноформальдегидных смол с отвердителем. Смешивание мочевиноформальдегидной смолы с отвердителем вызывает реакцию полимеризации, оканчивающуюся образованием твердого водонепроницаемого камня. Время отвердения смеси зависит от температуры среды, вида, объема и концентрации раствора отвердителя. В качестве отвердителя можно применять растворы щавелевой кислоты или хлористого аммония, керосиновый контакт Петрова, соляную кислоту и раствор кислого гудрона.

Смесь можно приготавлять на поверхности с последующим закачиванием ее по бурильным трубам непосредственно в скважину путем последовательного закачивания компонентов с помощью забойных смесителей.

Смеси на основе резорциноформальдегидной смолы ФР-12 с отвердителем. Для отверждения смолы ФР-12 можно использовать формалин и параформ. Время отверждения смолы ФР-12 определяется степенью разбавления ее водой, применяемым отвердителем, его качеством и концентрацией в растворе, температурой среды, способом и временем перемешивания смолы с отвердителем (для параформа).

Отверженная смола в течение первых 2–3 сут хранения ее в воде увеличивается в объеме, что отличает ее от мочевиноформальдегидных смол, уменьшающихся в объеме при отверждении.

Смеси на основе резольной фенолоформальдегидной смолы марки Б с отвердителем (керосиновым контактом Петрова). Смола марки Б и керосиновый контакт Петрова могут быть смешаны в различных объемных соотношениях в зависимости от требуемых сроков отверждения. Прочность получаемой пластмассы при вводе 30–50 % контакта Петрова находится в пределах 0,2–0,4 МПа через 4 ч с момента смешивания исходных продуктов.

Для увеличения закупоривающих свойств в смолу рекомендуется вводить наполнители.

Смесь на основе фенолформальдегидных смол с отвердителем. Высокие тампонажные свойства и значительную прочность имеют цементно-полимерные растворы, состоящие из цемента и фенолформальдегидных смол (ТСД-9, ФР-12) с отвердителями. Фильтраты этих растворов обладают крепящими свойствами, а сами растворы очень чувствительны к изменению окружающей среды. При повышении температуры сроки их схватывания сокращаются.

Гипсополимерные смеси. Для повышения водостойкости гипсового камня при сохранении достаточной прочности его на ранней стадии твердения в гипсовые растворы можно вводить фенолоформальдегидные и другие смолы. Чтобы получить технологически приемлемые сроки схватывания, в воду затворения гипса вводят замедлители сроков схватывания (триполифосфат натрия и др.).

Особенность гипсополимерных смесей заключается в высокой скорости структурообразования с момента начала загустевания.

Высокими тампонирующими свойствами обладают смеси на основе гипса и резорциноформальдегидной смолы ФР-12 с отвердителем-формалином. Смолу ФР-12 и формалин (до 15 %) вводят в воду затворения. Сроки схватывания регулируют добавкой триполифосфата натрия (0,03—0,1 %).

5.5.9. Отвреждаемые смеси на основе глинистого раствора

Тампонажные составы получают путем смешивания в определенной пропорции фенола (или его производного), формальдегида (формалина) и глинистого раствора. Фенолоформальдегидглинистый состав (ФФГС) предназначен для тампонирования зон водопроявлений и поглощений бурового раствора при бурении скважин с забойной температурой от 15 до 80 °C.

ФФГС обладает по сравнению с растворами минеральных вяжущих веществ (цемента или гипса) следующими преимуществами:

- 1) способностью фильтрата отверждаться в пластмассу, что при его проникновении в глинистую корку и породу обеспечивает сцепление фенолоформальдегидглинистой пластмассы (ФФГП) со стенками скважины;
- 2) плотностью, равной или несколько меньшей, чем плотность исходного глинистого раствора; 3) высокой седиментационной устойчивостью и способностью жидкой фазы отверждаться в пластмассу; 4) малой водогазопроницаемостью пластмассового камня; 5) отсутствием контракционных процессов в период твердения.

ФФГС состоит из 58—65 % глинистого раствора, 10—16 % формалина и 25—26 % ТС-10. При применении ФФГС в скважинах с температурой 50—80 °C весь формалин заменяется уротропином. Для приготовления ФФГС применяют формалин с концентрацией формальдегида не менее 30 %.

При смешивании в определенной пропорции глинистого раствора, ТС-10 и формалина (уротропина) вследствие поликонденсации образуется ФФГП, в которой глинистый раствор выполняет роль наполнителя. Время с момента приготовления ФФГС до начала его загустевания и отвердения зависит от количества и соотношения фенола и формалина, температуры окружающей среды, а также способа обработки исходного глинистого раствора.

5.5.10. Коагулированные смеси

Коагулированные глинистые смеси на основе полиакриламида представляют собой резиноподобную массу, отличающуюся высокой упругостью. Полиакриламид — желеобразная масса, получаемая в результате полимеризации акриламида 10 %-ной концентрации в присутствии персульфата калия и гидросульфата натрия.

В структуре полиакриламида имеются высокоактивные боковые амидные группы, которые в минерализованных глинистых растворах активно омыляются с выделением аммиака и сшиваются ионами кальция, образуя объемно-структурный продукт.

Коагулированная глинистая резинообразная масса высокой упругости образуется при смешивании одного объема раствора полиакриламида 1 %-ной концентрации с тремя объемами минерализованного глинистого раствора, приготовленного из бентонитового глиноземистого порошка, вязкостью 26 с по СПВ-5. Пластическая прочность этой массы не превышает 150—200 Па при нахождении в течение 6—10 ч во влажной среде. Поэтому данную смесь применяют для изоляции зон поглощения в пористо-кавернозных породах при последующем закачивании цементного раствора с усилителем схватывания.

Коагулированные цементно-глинистые смеси на основе полиакриламида получают при смешивании цементного раствора плотностью 1500 кг/м³, приготовленного на водном растворе полиакриламида 0,3 %-ной концентрации, и глинистого раствора вязкостью 45 с по СПВ-5 при их объемном отношении, равном 1. Пластическая прочность смеси не превышает 200—300 Па.

Практически коагулированные смеси получают непосредственно в скважине. При этом цементный раствор с поликарбамидом подают по бурильным трубам, а глинистый раствор вязкостью не менее 45 с по СПВ-5 — через затрубное пространство.

Коагулированные глинистые смеси на основе гипана можно получить путем смешивания 15—30 %-ного водного раствора хлористого кальция с гипаном (гидролизованным поликарбонитрилом) в объемном соотношении 1 : 1. Однако применение таких смесей ограничено вследствие потребности большого количества гипана. В практике высоковязкую смесь получают из гипана и минерализованного бурового раствора. В емкости одного цементировочного агрегата приготавливают 15—20 %-ный водный раствор хлористого кальция и на нем затворяют необходимое количество глинистого раствора с наполнителем. Плотность этого раствора должна быть такой же, как и бурового раствора в скважине. В емкости второго цементировочного агрегата готовят раствор гипана 8—10 %-ной концентрации.

После спуска в скважину колонны бурильных труб без долота и установки его на 15—20 м и выше кровли поглощающего пласта осуществляют одновременное закачивание в трубы приготовленных растворов. При смешивании этих растворов образуется высоковязкая смесь, которую затем продавливают в пласт.

Пластическая прочность коагулированной глинистой смеси не превышает 200—300 Па.

Расход компонентов на одну операцию составляет: 4—6 м³ гипана, 5—7 м³ минерализованного бурового раствора, 100—210 кг наполнителя. Наполнитель выбирают из расчета 20—30 кг на 1 м³ бурового раствора.

Смеси на основе латекса. Синтетический латекс, представляющий собой многокомпонентную систему, является продуктом промышленности синтетического каучука. Это молочно-белая жидкость с желтым, розовым или сероватым оттенком плотностью 974—960 кг/м³, состоящая из 52—54 % воды, 34—37 % каучука, 2—2,7 % белков, 1,65—3,4 % смол, 1,5—4,2 % сахара и 0,2—0,7 % золы.

Свежий латекс имеет щелочную реакцию, а при добавлении кислот или солей двух- и трехвалентных металлов коагулирует. Латекс обладает также способностью самопроизвольно коагулировать, причем особо быстро коагуляция происходит под действием тепла, поэтому хранить его надо в закрытом холодном помещении.

Применение латекса для изоляции зон поглощения основано на коагуляции его при смешивании с солями двух- и трехвалентных металлов, в результате чего образуется эластичная и плотная каучуковая масса, перекрывающая поры, трещины и другие каналы ухода в пласт раствора. Для увеличения прочности тампонов в латекс добавляют до 15 % лигнина.

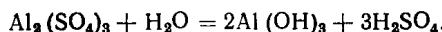
Латекс доставляют к зоне поглощения по бурильным трубам.

В ВНИИБТ разработана тампонажная смесь на основе малоконцентрированных латексов. Эти латексы содержат 25—30 % сухого вещества и выпускаются заводами синтетического каучука под шифром ДВХБ-70, ДМВП-10Х, СКС-30ШХП и СКМС-30АРК.

Перед закачиванием в скважину малоконцентрированному латексу придают структуру вводом в него КМЦ (0,5—1,0 % порошка или 10 % 5—7 %-ного водного раствора КМЦ). Для повышения закупоривающей способности смеси в нее вводят различные наполнители (древесные опилки, стружку, кордовое волокно, мелкий керамзит, перлит, мелкие резиновые крошки и др.). Оптимальная добавка наполнителя составляет 100—120 кг на 1 м³ латекса.

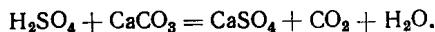
Малоконцентрированный латекс хорошо коагулирует в водном растворе хлористого кальция, образуя плотную резиноподобную массу. Плотность раствора малоконцентрированного латекса как в нескоагулированном, так и в скоагулированном виде ниже плотности воды.

Газоглинистая смесь. Ликвидация поглощений путем создания в каналах пласта глинистых тампонов, насыщенных газом, заключается в том, что в зону поглощения вводят буровой раствор с добавкой карбонатов (молотого мела, известняка) и водного раствора сернокислого алюминия. В водной среде сернокислый алюминий $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ подвергается гидролизу:



При контакте с буровым раствором $\text{Al}_2(\text{OH})_3$ коагулирует, обращаясь в объемную студенистую массу — гель. При коагуляции гель захватывает твердые частицы бурового раствора. В результате протекания описанного процесса в каналах ухода бурового раствора и в стволе скважины образуется высоковязкая нетекучая глинистая масса.

Полученная в результате гидролиза серная кислота вступает в реакцию с карбонатом кальция:



Так как процессы образования геля, коагуляции бурового раствора и реакция между серной кислотой и карбонатом кальция протекают одновременно, то полученная при этом глинистая масса будет насыщена вы-

деляющимся при реакции углекислым газом. Пузырьки углекислого газа повышают вязкость и структурную прочность глинистой массы, образуя в стволе скважины и в каналах ухода бурового раствора достаточно прочные непроницаемые тампоны.

Для более полного протекания реакции в водный раствор сернокислого алюминия следует ввести примерно 1,5 % сернокислого натрия Na_2SO_4 . В его присутствии реакция ускоряется, увеличивается выход серной кислоты, а следовательно, и углекислого газа.

Повысить стойкость и жесткость пузырьков газа в глинистом тампоне можно путем ввода в буровой раствор водорастворимых полимеров (например, КМЦ, поливинилового спирта), а также пенообразующих ПАВ (например, сульфонола, неонола).

В связи с тем что процесс коагуляции и реакция между серной кислотой и карбонатом кальция протекают очень быстро, доставку в зону поглощения водного раствора сернокислого алюминия с добавкой сернокислого натрия необходимо производить отдельно от бурового раствора, содержащего молотый мел, КМЦ и ПАВ-пенообразователи.

Зоны поглощения можно изолировать и без добавок в водный раствор сернокислого алюминия сернокислого натрия, а в буровой раствор — водорастворимых полимеров и ПАВ.

Основные преимущества предложенного способа следующие: низкая плотность компонентов, высокая их текучесть, мгновенное протекание реакций и образование в каналах стабильных, прочных и непроницаемых тампонов.

Низкая плотность компонентов предотвращает дополнительный гидроразрыв трещиноватых пород, высокая текучесть позволяет проникнуть им в мелкие поры и трещины породы, а мгновенное протекание реакции вызывает образование тампонов также и в приствольной зоне пласта.

5.5.11. Метасоцементные пасты

Метас является сополимером метакриловой кислоты и метакриламида. Это термостойкий защитный реагент, выпускаемый в виде белого порошка или гранул и содержащий 40—60 % воды. Метас нерастворим в воде (как в горячей, так и в холодной), только в водощелочных растворах (в кальцинированных или каустических) при соотношении метаса и соды, равном 3—6. Такой раствор чувствителен к действию хлоркальциевой агрессии, вследствие чего метас начинает проявлять себя как пастообразователь [28].

Тестообразные однородные метасоцементные пасты получают смешиванием водного раствора метаса 10—15 %-ной концентрации с цементной суспензией, приготовленной на водном растворе хлористого кальция при водоцементном отношении 0,4 : 0,5.

Тестообразные полимерцементные пасты с повышенной консистенцией, которые прокачиваются через бурильные трубы, можно получить путем ввода в цементную суспензию вначале полимера, а затем хлористого кальция.

Состав тестообразной пасты с низким содержанием хлористого кальция и метаса в % от сухого цемента:

цемент тампонажный	100,00
метас	0,125—0,50
кальцинированная сода	0,021—0,17
хлористый кальций	5,00
вода	40,0—50,0

Для исходных цементных суспензий с водоцементным отношением, равным 0,50; 0,45 и 0,40, оптимальные добавки метаса равнялись соответственно 0,30; 0,40 и 0,50. При этом получают однородные тестообразные пасты.

Состав тестообразной высокопрочной пасты с высоким содержанием хлористого кальция и метаса в % от сухого цемента:

цемент тампонажный	100,00
метас	0,79—1,00
кальцинированная сода	0,12—0,33
хлористый кальций	15,0—18,0
вода	54,0—40,0

Промысловые исследования показали, что вязко-упругие метасоцементные пасты можно применять при изоляции зон поглощения в качестве буфера перед закачкой однородных тестообразных паст или быстрохватывающихся смесей.

Технология приготовления метасоцементных паст. Вначале готовят водный раствор метаса 10 %-ной концентрации. Для этого в одну из мерных емкостей цементировочного агрегата заливают 5 % воды и 0,13 % кальцинированной соды. Затем в этом растворе растворяют 0,5 % сухого порошкообразного метаса при непрерывной круговой циркуляции по схеме мерная емкость — насос — мерная емкость в течение 3—4 ч с контрольными замерами вязкости раствора по СПВ-5 через каждые 30 мин. При вязкости раствора 270 с получают водный раствор метаса 10 %-ной концентрации.

В двух емкостях второго цементировочного агрегата приготавливают раствор хлористого кальция. На полученном растворе хлористого кальция с помощью цементировочного агрегата и цементно-смесительной машины затворяют цементный раствор и закачивают через цементировочную головку в бурильные трубы. Одновременно первым цементировочным агрегатом на первой скорости (подача 8—10 л/с) закачивают водный раствор метаса 10 %-ной концентрации также в бурильные трубы через смесительную камеру (тройник), в которой цементный раствор смешивается с водным раствором метаса. Для лучшего перемешивания водного раствора метаса с цементным раствором первый попадает в смесительную камеру через сменную штуцерную шайбу, которая служит «распылителем» раствора метаса в цементный раствор.

5.5.12. Техника безопасности при работе с токсичными материалами

Сводный фенол и фенол, входящий в состав ТС-10, ТСД-9, ФР-12, а также формальдегид, содержащийся в формалине, являются токсичными веществами. Поэтому к работам, связанным с приготовлением и

применением тампонирующих составов на их основе, допускаются работы, снабженные индивидуальными средствами защиты, прошедшие медицинский осмотр и инструктаж по технике безопасности.

Все работающие, связанные со сливом и наливом жидкого фенола, ТС-10, ТСД-9, ФР-12 и формалина на открытом воздухе, должны быть снабжены комбинезонами из водоотталкивающего материала, резиновыми рукавицами, резиновыми фартуками, сапогами и специальными защитными очками.

Машиниста-оператора цементировочного агрегата, кроме того, надо снабдить промышленным фильтрующим противогазом марки А. При сливе и наливе указанных материалов в закрытом помещении противогазы обязательны для всех работающих.

При расфасовке и засыпке уротропина, помимо защитных очков, резиновых перчаток и сапог, необходимы также респираторы.

Лабораторные анализы по определению сроков загустевания тампонирующих составов на основе фенолоформальдегидного связующего должны производиться в помещениях, оборудованных принудительной вентиляцией (под тягой) или вытяжным шкафом. Предельно допустимая концентрация фенола в помещении 0,005 мг/л, формальдегида 0,0005 мг/л. Их фактическое содержание должна определять санэпидстанция.

После перекачивания отдельных компонентов и закачивания тампонирующего состава все емкости, агрегаты и коммуникации должны быть промыты водой, которую потом собирают в специальную емкость с последующей утилизацией в поглощающих ловушках. Разлитые компоненты после окончания изоляционных работ должны быть засыпаны землей.

Для изоляции зон поглощения, приуроченных к источникам водоснабжения, не разрешается применять токсичные смолы и другие токсичные материалы.

5.6. ДОСТАВКА ИЗОЛЯЦИОННЫХ СМЕСЕЙ В ЗОНУ ПОГЛОЩЕНИЯ

Доставка изоляционных смесей в зону поглощения может производиться по стволу скважины, по колонне бурильных труб с пакером и без него, с помощью специальных желонок и контейнеров. Объем тампонажной смеси, необходимый для изоляции зоны поглощения, зависит от конструкции скважин, интенсивности поглощения, мощности поглощающего пласта, коэффициента приемистости, типа смеси и др. Обычно объем смеси принимают равным 3–5-кратному объему ствола скважины в интервале поглощающего пласта. В связи с потерями при движении по колонне бурильных труб объем тампонирующей смеси увеличивается на 0,7 м³ на 1000 м длины [7].

Если изоляционные работы ведутся без пакера, то во время цементирования бурильные трубы рекомендуется расхаживать на длину квадратной штанги. Разбуривать цементный мост в необсаженном стволе скважины следует бурильным инструментом с той же компоновкой низа, с которой бурили этот интервал. Если вскрыто несколько зон поглощения, то закачивание в них тампонажной смеси производят снизу вверх с установкой пакера над кровлей поглощающего пласта.

5.6.1. Закачивание тампонажной смеси по стволу скважины

Закачивать тампонажную смесь в зону поглощения по стволу скважины рекомендуется в тех случаях, когда интенсивность поглощения не менее $30 \text{ м}^3/\text{ч}$, зона поглощения расположена на глубине не более 2000 м, выше зоны поглощения нет высокопроницаемых пластов, необсаженный ствол скважины сложен устойчивыми породами, в зоне поглощения отсутствует шламовый стакан [7].

Тампонажную смесь подают в скважину через спущенную в нее трубу или отвод превентора. Для предупреждения разбавления тампонажной смеси водой перед смесью и после нее в скважину закачивают вязко-упругий разделитель, объем которого равен объему 50—100 м³ ствола скважины. В качестве вязко-упругого разделителя могут быть использованы высоковязкий глинистый раствор, смесь на основе бентонита и поликариламида и др.

Тампонирующую смесь закачивают в скважину полностью, а в пласт задавливают в несколько приемов. Объем первой порции продавочной жидкости рассчитывают из условия, что третья часть объема тампонажной смеси вошла в поглощающий пласт (рис. 5.11):

$$V_{\text{пр}} = F_c H_{\text{пр}}; \quad (5.54)$$

$$H_{\text{пр}} = \frac{p_{\text{пл}} \cdot 10^6 - H_{\text{ц}} \rho_{\text{ц}}}{\rho_{\text{пр}}}, \quad (5.55)$$

где $V_{\text{пр}}$ — объем первой порции продавочной жидкости, м³; F_c — площадь сечения ствола скважины, м²; $H_{\text{пр}}$ — высота столба первой порции продавочной жидкости в скважине, м; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление в изолируемом интервале, МПа; $H_{\text{ц}}$ — высота столба тампонажной смеси, оставшейся в стволе скважины, м; $\rho_{\text{ц}}$, $\rho_{\text{пр}}$ — плотности соответственно тампонажной смеси и продавочной жидкости, кг/м³.

Пластовое давление определяют по следующей формуле:

$$p_{\text{пл}} = (H_{\text{кр}} - H_{\text{ст}}) \rho \cdot 10^{-6}, \quad (5.56)$$

где $H_{\text{кр}}$ — глубина залегания кровли зоны поглощения, м; $H_{\text{ст}}$ — статический уровень раствора в скважине после полного вскрытия зоны поглощения, м; ρ — плотность бурового раствора, кг/м³.

Если в скважине вскрыто несколько зон поглощений, то пластовое давление в каждой зоне находят с помощью двух пакеров, спускаемых на колонне бурильных труб [7].

После закачивания первой порции продавочной жидкости новый расчетный установившийся уровень жидкости в стволе скважины

$$H'_{\text{ст}} = H_{\text{кр}} - H_{\text{ц}} - H_{\text{пр}}. \quad (5.57)$$

Действительный установившийся уровень жидкости в стволе скважины $H''_{\text{ст}}$ замеряют с помощью электроуровнемера или другим способом. При этом возможны два случая.

1. $(H''_{\text{ст}} - H'_{\text{ст}}) > 0$. Наличие избыточного давления после задавливания в зону поглощения $\frac{1}{3}$ объема тампонажной смеси показывает, что

смесь подобрана правильно. Если избыточное давление меньше 0,5 МПа, то в зависимости от типа смеси ее выдерживают в скважине до 30 мин, а затем задавливают в пласт, оставляя мост высотой 20—30 м над кровлей зоны поглощения. Если избыточное давление равно или больше 0,5 МПа, то смесь сразу задавливают в пласт, оставляя мост такой же высоты.

2. $(H''_{ст} - H'_{ст}) = 0$. В этом случае предельное напряжение сдвига слишком мало, чтобы создать практически регистрируемое избыточное

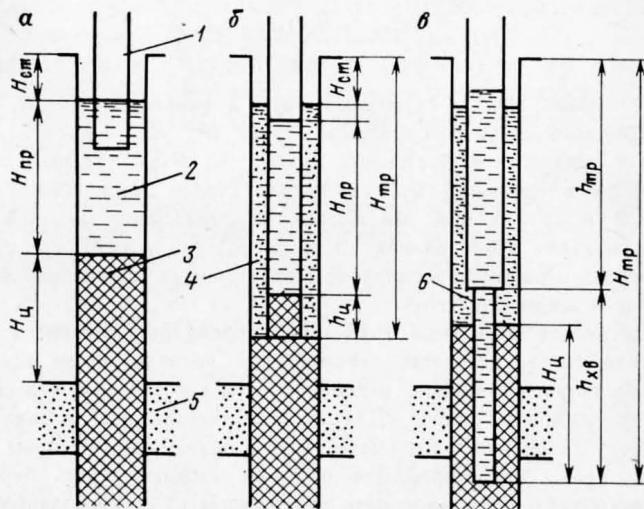


Рис. 5.11. Схема закачивания тампонажной смеси в зону поглощения:
а — по стволу скважины; б — по колонне бурильных труб; в — по колонне бурильных труб с хвостовиком; 1 — бурильные трубы; 2 — продавочная жидкость; 3 — тампонажная смесь; 4 — буровой раствор; 5 — поглощающий пласт; 6 — разбуриваемый хвостовик

давление на пласт. Поэтому необходимо выдержать тампонажную смесь в стволе. Продолжительность остановки зависит от характеристики вышележащих пород, скорости изменения пластической прочности смеси, контролируемой по пробе, диаметра скважины и высоты столба тампонажной смеси.

Объем второй порции продавочной жидкости рассчитывают из условия продавливания в пласт смеси в объеме, соответствующем объему двадцатиметрового ствола скважины. После этого опять замеряют уровень жидкости в скважине, сопоставляя его с расчетным, и определяют избыточное давление на пласт. Если оно превысит 0,5 МПа, то тампонажную смесь задавливают в пласт, оставляя над кровлей зоны поглощения 20—30 м цементного моста.

Если после первой остановки избыточное давление на пласт создать не удастся, то следует повторно выдержать тампонажную смесь в стволе скважины.

5.6.2. Закачивание тампонажной смеси по колонне бурильных труб

При закачивании тампонажной смеси через бурильные трубы их устанавливают выше кровли поглощающего пласта с целью предупреждения прихваты (см. рис. 5.11). Объем продавочной жидкости $V_{\text{пр}}$ (в м³) выбирают из условия уравновешивания гидростатического давления в трубах и затрубном пространстве

$$V_{\text{пр}} = H_{\text{пр}} F_{\text{тр}}; \quad (5.58)$$

$$H_{\text{пр}} = \frac{(H_{\text{тр}} - H_{\text{ст}}) \rho - h_{\text{ц}} \rho_{\text{ц}}}{\rho_{\text{пр}}}, \quad (5.59)$$

где $H_{\text{тр}}$ — глубина спуска бурильных труб в скважину, м; $F_{\text{тр}}$ — площадь проходного сечения бурильных труб, м²; $H_{\text{пр}}$ — высота столба продавочной жидкости в бурильных трубах, м; $H_{\text{ст}}$ — статический уровень раствора в скважине, м; $h_{\text{ц}}$ — высота столба тампонажной смеси, оставляемой в трубах для исключения перемешивания верхней части смеси при подъеме труб, равная 15 м; ρ , $\rho_{\text{д}}$, $\rho_{\text{пр}}$ — плотности соответственно бурового раствора в затрубном пространстве, тампонажной смеси и продавочной жидкости, кг/м³.

При установке бурильных труб выше кровли поглощающего пласта тампонажная смесь, плотность которой, как правило, выше плотности бурового раствора в скважине, перемещивается с последним, что снижает качество изоляционных работ. Для предотвращения разбавления смеси необходимо устанавливать бурильные трубы ниже подошвы зоны поглощения. С целью предотвращения прихваты нижнюю часть бурильной колонны рекомендуется компоновать хвостовиком из легкосплавных (алюминиевых) бурильных труб. Нижний конец хвостовика должен устанавливаться на 5—10 м ниже подошвы зоны поглощения.

Объем продавочной жидкости, определенный из условия уравновешивания давления растворов в трубах и в затрубном пространстве, рассчитывают по формулам

$$V_{\text{пр}} = [H_{\text{пр}} - (h_{\text{хв}} - h_{\text{ц}})] F_{\text{тр}} + (h_{\text{хв}} - h_{\text{ц}}) F_{\text{хв}}; \quad (5.60)$$

$$H_{\text{пр}} = \frac{(H_{\text{тр}} - H_{\text{ст}} - H_{\text{ц}}) \rho + (h_{\text{ц}} - h_{\text{ц}}) \rho_{\text{ц}}}{\rho_{\text{пр}}}, \quad (5.61)$$

где $h_{\text{хв}}$ — длина хвостовика, м; $F_{\text{хв}}$ — площадь проходного отверстия хвостовика, м².

5.6.3. Закачивание тампонажной смеси по колонне бурильных труб с пакером

Для предотвращения разбавления тампонажной смеси буровым раствором и пластовой водой, поступающей из вышележащих горизонтов, а также создания возможности задавливания тампонажной смеси в пласт изоляционные работы проводят с установкой на бурильных трубах пакера.

Объем продавочной жидкости, определенный из условия выдавливания тампонажной смеси из труб и задавливания части ее в пласт:

$$V_{\text{пр}} = (H_{\text{п}} - H_{\text{ст}}) F_{\text{тр}} + hF_{\text{с}}, \quad (5.62)$$

где $H_{\text{п}}$ — глубина установки пакера, м; $F_{\text{тр}}$, $F_{\text{с}}$ — соответственно площадь поперечного сечения канала труб и скважины, м^2 ; h — расстояние между пакером и уровнем тампонирующей смеси после продавливания ее в пласт, равное 15—20 м.

Для повышения качества изоляционных работ ниже пакера может устанавливаться хвостовик из алюминиевых труб, который после проведения изоляционных работ разбуруивают. Нижний конец хвостовика размещается ниже зоны поглощения.

Спускать пакер в скважину необходимо плавно. При посадках инструмент поднять на 5—8 м и затем медленно продолжить спуск. Если после трех-четырех попыток пакер не проходит вниз, то его следует поднять из скважины и выяснить причину остановки.

После заливки пакер поднимать плавно. Сначала сделать натяжку до собственного веса, затем разгрузить его на 20—30 кН и вновь дать натяжку. Резкое освобождение и вращение инструмента может привести к разрушению пакера.

5.7. НАМЫВ НАПОЛНИТЕЛЕЙ В ЗОНУ ПОГЛОЩЕНИЯ

При интенсивности поглощения свыше 100 $\text{м}^3/\text{ч}$ с целью перекрытия крупных каналов в скважину перед закачкой тампонажных смесей целесообразно намывать наполнители (кожа «горох», слюда-чешуйка, кошма, ветошь, отходы резинотехнических изделий, сено, солома, измельченная полимерная пленка и др.).

Наилучший результат может быть получен в тех случаях, когда тип и размер наполнителя соответствуют форме и размерам поглощающих каналов. Наиболее целесообразно использовать смесь зернистых, волокнистых и хлопьевидных наполнителей.

При намыве мелких наполнителей открытый конец бурильных труб спускают в кровлю поглощающего пласта. Наполнитель подается в приемный чан цементировочного агрегата из расчета 0,5—2 % от объема закачиваемой жидкости и закачивается в скважину до снижения интенсивности поглощения на 30—40 %. Затем открытый конец бурильных труб опускают в подошву поглощающего пласта и скважину промывают для определения эффективности операции по намыву наполнителей.

При намыве крупных наполнителей на верхней муфте бурильных труб монтируют воронку, над которой устанавливают ведущую трубу. Один буровой насос через ведущую трубу равномерно подает воду в воронку и забрасывает наполнитель, который увлекается потоком жидкости в зону поглощения.

После проверки эффективности намыва тампонажную смесь закачивают для закрепления намытой зоны.

Во многих районах в качестве наполнителя используют песок, который намывают двумя способами [44]. При первом способе открытый ко-

нец бурильных труб устанавливают в кровлю зоны поглощения, а песок забрасывают в воронку, установленную на устье скважины. Одновременно буровым насосам через ведущую трубу в скважину подается вода.

При другом способе бурильные трубы устанавливают в подошве зоны поглощения, а песчаную пульпу, приготовленную с помощью цементировочной воронки, закачивают в скважину цементировочным агрегатом до появления циркуляции.

5.8. СПОСОБЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИХСЯ СМЕСЕЙ

Самым простым и распространенным способом приготовления БСС является смешение на поверхности ее компонентов с помощью цементно-смесительных машин. Однако состав и свойства смеси ограничены условиями их прокачиваемости. Поэтому известно несколько других способов получения БСС.

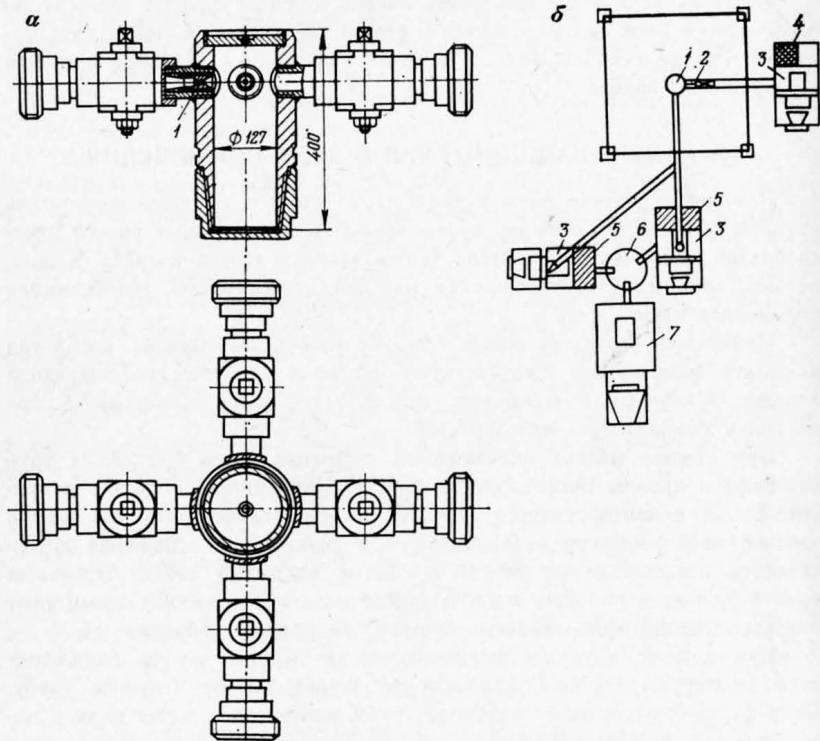


Рис. 5.12. Схема цементирования зоны поглощения с применением цементировочной головки со штуцером:

a — цементировочная головка со штуцером для приготовления БСС; *б* — схема цементирования зоны поглощения; 1 — цементировочная головка; 2 — штуцер; 3 — цементировочный агрегат; 4 — жидкое стекло; 5 — вода или глинистый раствор; 6 — цементировочный бачок; 7 — цементно-смесительная машина

Приготовление БСС с помощью головки ВНИИБТ (рис. 5.12). В цементировочную головку, соединенную с колонной бурильных труб, одним насосом подают цементный раствор, а другим через штуцер нагнетают ускоритель схватывания, например жидкое стекло. Сроки схватывания и вязкость БСС регулируют количеством подаваемого водного раствора ускорителя схватывания.

Способ последовательного закачивания составляющих компонентов БСС. Цементный раствор и ускоритель схватывания закачивают порциями по одной колонне бурильных труб.

Способ получения БСС непосредственно в зоне поглощения. Ускоритель сроков схватывания транспортируется к зоне поглощения потоком цементного раствора по колонне бурильных труб в полиэтиленовых мешках, разрезаемых при выходе из труб специальными ножами.

Способ параллельной доставки компонентов БСС по двум каналам. По одному каналу (например, по колонне труб) закачивают цементный раствор, а по другому (например, по кольцевому пространству) — раствор ускорителя схватывания. При выходе из бурильных труб растворы перемешиваются, образуя в зоне поглощения БСС.

Приготовление смеси при выходе из колонны бурильных труб непосредственно в зоне поглощения позволяет применять БСС с коротким периодом структообразования, а также исключать преждевременное загустение ее в трубах. Для обеспечения лучшего перемешивания компонентов смеси трубы оборудуют внизу перфорированными патрубками или специальными смесительными устройствами.

Способ получения БСС с помощью забойных смесителей. В этом случае один из компонентов смеси (например, ускоритель схватывания) доставляется к зоне поглощения в контейнере смесителя, а в бурильные трубы закачивается цементный раствор. При выходе из смесителя цементный раствор перемешивается с ускорителем схватывания, образовывая БСС.

5.9. ЗАБОЙНЫЕ СМЕСИТЕЛИ

Для изоляции зон поглощения известно несколько типов забойных смесителей. При цементировании неглубоко залегающих зон поглощения можно применять забойный смеситель ВНИИБТ. Зоны поглощения при помощи смесителя ВНИИБТ цементируют следующим образом (рис. 5.13).

Перед спуском смесителя в скважину создают требуемый зазор между эжекторной насадкой 7 и конусом регулируемой гайки 3 для обеспечения надлежащей дозировки ускорителя. Затем забивают деревянную пробку 11. Дозатор подвешивают и через отверстие 12 закачивают реагент-ускоритель в резервуар, образованный пространством между внутренней трубой 4 и корпусом 6. После этого опускают смеситель до зоны поглощения и закачивают цементный раствор (тампонирующую смесь), который выталкивает пробку 11 и при движении через насадку 7 засасывает реагент-ускоритель. Смешиваясь с ускорителем при выходе из смесителя в ствол скважины, цементный раствор образует БСС.

Более совершенны смесители, разработанные в Нижне-Волжском филиале ВНИГНИ, — глубинный смеситель эжекционный ГСЭ-6 и смеси-

тель, работающий по принципу выдавливания ускорителя из межтрубного пространства, ГСВ.

Эжекционный смеситель ГСЭ-6 (рис. 5.14) состоит из наружной 6 и внутренней 7 труб, переводника 1 и дозатора. Пространство, ограниченное трубами 6 и 7, образует резервуар для жидкого химического реагента. Объем резервуара можно увеличить путем присоединения в стык конусной муфтой 5 и ниппелем 3 сдвоенных труб. Фильтр 2 защищает резервуар от попадания в него шлама.

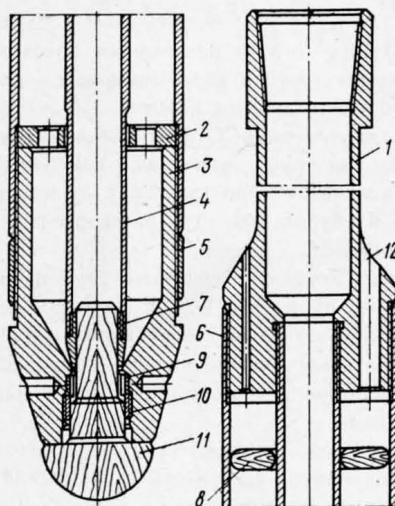


Рис. 5.13. Забойный дозатор-смеситель ВНИИБТ:

1 — переводник; 2 — цементировочное кольцо; 3 — регулируемая гайка; 4 — внутренняя труба; 5 — конграфка; 6 — корпус; 7 — эжекторная насадка; 8 — разделяющий поплавок; 9 — завихритель; 10 — гайка; 11 — пробка; 12 — отверстие для заливки ускорителя

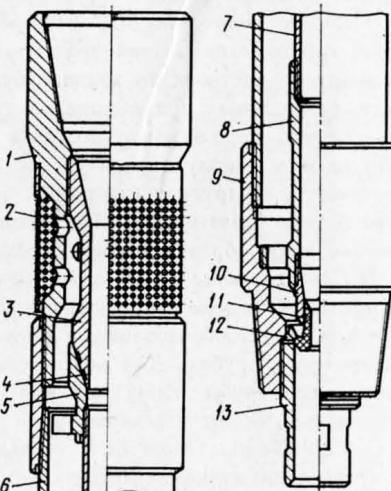


Рис. 5.14. Глубинный смеситель ГСЭ-6:

1 — переводник; 2 — фильтр; 3 — ниппель; 4 — уплотнительные кольца; 5 — конусная муфта; 6 — наружная труба; 7 — внутренняя труба; 8 — центрирующий патрубок; 9 — корпус дозатора; 10 — насадка дозатора; 11 — втулка; 12 — регулировочное кольцо; 13 — зажимной стакан

Заполнив межтрубный резервуар жидким химическим реагентом, устройство спускают на бурильных трубах в скважину. Затем в бурильные трубы через специальную цементировочную головку (рис. 5.15) закачивают тампонирующую смесь, в первую порцию которой бросают легко разбуриваемый шар. Шар двигается вместе с тампонирующей смесью по бурильным трубам и, достигнув втулки, при некотором избыточном давлении срезает ее. При этом химический реагент через кольцевой зазор между насадкой 10 (см. рис. 5.14) и регулировочным кольцом 12 поступает в камеру смешения к струе тампонажной смеси и, смешиваясь с ней, образует БСС.

Втулка смесителя 11 должна изготавляться из мягкого металла, пластмасс и других легко разбуриваемых материалов. Допустимую прочность на срез определяют расчетным путем.

Глубинный смеситель ГСВ отличается от эжекторного смесителя ГСЭ-6 тем, что межтрубный резервуар смесителя сообщается не с затрубным пространством, а с внутренней полостью через фильтр 2 (рис. 5.16). Химический реагент поступает в камеру смещения под действием потока тампонажной смеси,двигающейся через отверстия фильтра.

Для предотвращения смещивания химического реагента с тампонажной смесью во время спуска устройства в скважину в межтрубный резервуар смесителя поверх реагента наливают глинистый раствор.

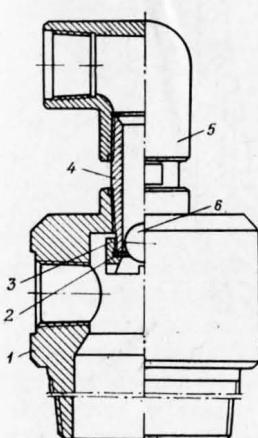


Рис. 5.15. Цементировочная головка:

1 — корпус; 2 — кольцо; 3 — колпачок; 4 — патрубок; 5 — верхнее колено; 6 — шар

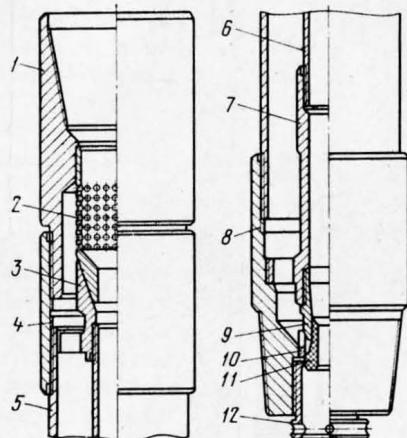


Рис. 5.16. Глубинный смеситель ГСВ:

1 — верхний переводник; 2 — фильтр; 3 — конусная муфта; 4 — муфта кожуха; 5 — наружная труба-кожух; 6 — внутренняя труба; 7 — центрирующий патрубок; 8 — корпус дозатора; 9 — насадка; 10 — регулировочное кольцо; 11 — срываемая втулка; 12 — зажимной стакан

5.10. ПАКЕРЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Пакеры, предназначенные для разобщения затрубного пространства скважины при исследовании поглощающих пластов и их изоляции тампонажными смесями, делят на две группы: многократного использования (извлекаемые) и разбуриваемые.

5.10.1. Пакеры извлекаемые

Гидравлико-механический пакер А19М2 Татнипинефть (рис. 5.17). Пакер соединяется с бурильными трубами и спускается в скважину до необходимой глубины. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах создают давление 3—4 МПа. Под действием давления кольцо с обоймой и плашками движется вверх. Конус отжимает плашки к стенкам скважины

и при плавной посадке (при подаче вниз плавно нагружают пакер до 85 кН) бурильных труб плашки заклинивают якорный механизм, собранный на плунжере, а резиновый элемент деформируется, разобщая зону поглощения с затрубным пространством. При этом ствол пакера перемещается вниз, выдвигая секторы штуцера из кожуха, которые, поворачиваясь

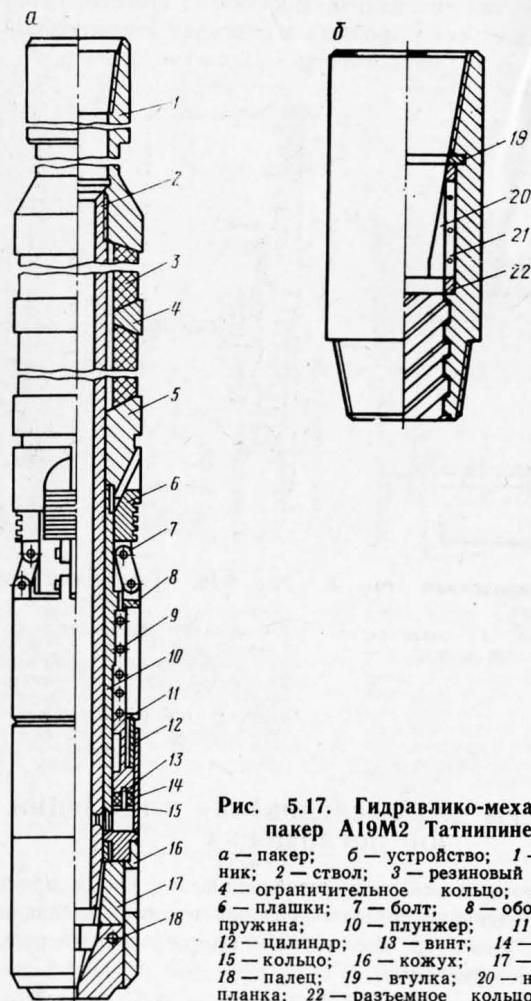


Рис. 5.17. Гидравлико-механический пакер А19М2 Татнипинефть:

a — пакер; *b* — устройство; 1 — переводник; 2 — ствол; 3 — резиновый элемент; 4 — ограничительное кольцо; 5 — конус; 6 — плашки; 7 — болт; 8 — обойма; 9 — пружина; 10 — плунжер; 11 — втулка; 12 — цилиндр; 13 — винт; 14 — манжета; 15 — кольцо; 16 — кожух; 17 — подвеска; 18 — палец; 19 — втулка; 20 — нож; 21 — планка; 22 — разъемное кольцо-фиксатор

на пальцах, полностью раскрывают внутренний канал пакера. В этот момент давление резко падает, что служит сигналом об окончании установки пакера. Затем приступают к исследованию и изоляции поглощающего пласта.

Извлекают пакер после проведения исследований или закачивания тампонажных смесей медленным подъемом бурильных труб. При этом

переводник и ствол идут вверх, плашки освобождаются от заклинивания и под действием пружины и собственного веса занимают транспортное положение.

Для применения пакера при изоляции пластов БСС с раздельной транспортировкой компонентов по бурильным трубам в полистиленовых мешках он снабжен устройством, разрушающим со- суды и перемешивающим тампонажную смесь.

Гидравлический пакер Б-23 (рис. 5.18). Все узлы пакера герметизируются уплотнительными кольцами 4. Отверстия А предназначены для передачи давления под резиновый элемент 6, а отверстия Б — для закачивания тампонажной смеси в зону поглощения.

Пакер соединяют с бурильными трубами и опускают в скважину до необходимой глубины. При этом необходимо иметь в виду, что упорный цилиндр посажен на ствол пакера свободно и при быстром спуске пакера в скважину может переместиться в верхнее положение, в котором отверстия А окажутся разобщенными. Поэтому пакер должен спускаться плавно, а при заданной глубине инструмент необходимо резко затормозить. По инерции резиновый элемент с упорным цилиндром переместится в нижнее положение. Плавным нагнетанием жидкости в бурильных трубах создают давление 6—8 МПа, под действием которого надувается резиновый элемент. При этом нижняя подвижная головка перемещается вверх, предотвращая тем самым срыв резинового элемента с металлических головок.

После того как резиновый элемент плотно прижмется к стенке скважины, бурильные трубы плавно сажают вниз на величину, равную ходу пакера. Ствол пакера вместе с башмаком и штуцером перемещаются в нижнее положение, а уплотнительный резиновый элемент с втулкой остаются неподвижными.

При движении ствола вниз отверстия А ствола пакера 2 смещаются относительно отверстий в цилиндре 5, что предотвращает падение давления под резиновым элементом. Отверстия Б, перемещаясь в нижнее положение, соединяют внутреннюю полость пакера с подпакерной зоной. В этот момент давление резко падает, что сигнализирует об окончании установки пакера.

Герметичность установки пакера проверяют нагнетанием жидкости. Если перелива жидкости из скважины не наблюдается или ее уровень в затрубном пространстве не повышается, то это означает, что пакер надежно разобщил зону поглощения с остальной частью ствола сква-

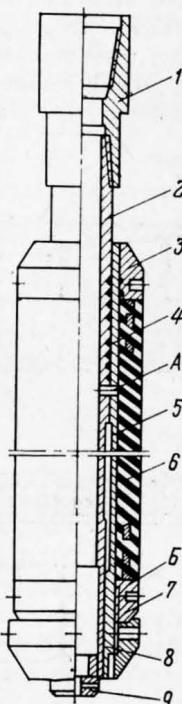


Рис. 5.18. Гидравлический пакер Б-23:

1 — переводник; 2 — ствол пакера; 3 — неподвижная головка; 4 — уплотнительные кольца; 5 — цилиндр; 6 — резиновый элемент; 7 — подвижная головка; 8 — башмак; 9 — штуцер

жины. В противном случае пакер снимают и устанавливают в другом месте. При герметичной установке пакера в зону поглощения закачивают тампонажную смесь. Большая площадь сечений отверстий *Б* позволяет применять БСС с наполнителями высокой консистенции.

Для снятия пакера необходимо приподнять бурильные трубы. При этом отверстия *A* в стволе пакера и цилиндре сообщаются между собой, давление из-под резинового элемента резко снижается, и пакер принимает транспортное положение.

Пакер рекомендуется использовать только при поглощениях бурового раствора. При водопроявлениях пакер удается установить не всегда, так

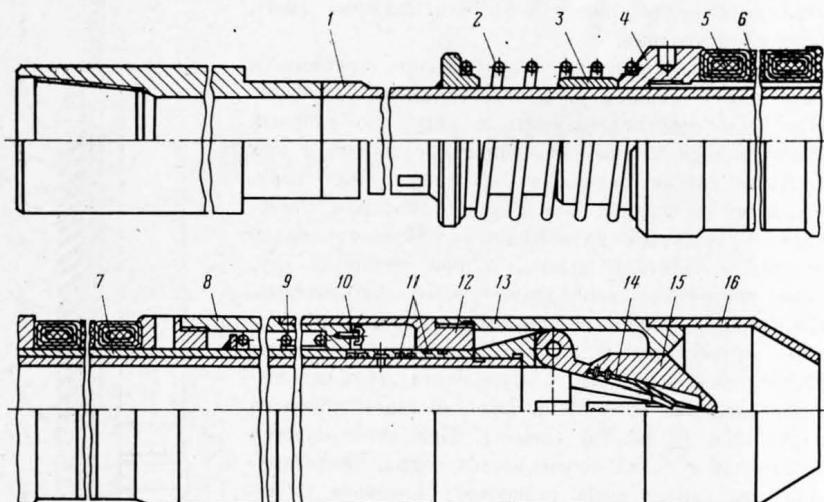


Рис. 5.19. Гидравлический безупорный пакер Д-74:

1 — подвижный патрубок; 2 — пружина; 3 — ограничитель; 4 — подвижная головка; 5 — антизатекатель; 6 — резиновый элемент; 7 — ствол; 8 — поршень; 9 — пружина; 10 — резиновая манжета; 11 — уплотнительные кольца; 12 — цилиндр; 13 — упорная втулка; 14 — пружинный нож; 15 — штуцер; 16 — башмак

как двигающаяся из скважины жидкость может улечь резиновый элемент в верхнее положение, при котором отверстия *A* ствола и цилиндра разобщаются и резиновый элемент не уплотнится.

Гидравлический безупорный пакер Д-74 (рис. 5.19). Отличительная особенность этого пакера заключается в наличии рабочей камеры, отделенной от резинового элемента и штуцера. Последний состоит из поворотных секторов, прикрепленных шарнирно к аксиально подвижной втулке, так что при движении втулки вниз секторы поворачиваются, освобождая центральный канал. В скважину пакер опускают на бурильных трубах. При давлении в трубах 5—6 МПа поршень сжимает пружину и двигается вверх, деформируя резиновые элементы. Затем осуществляют плавную посадку бурильных труб на величину рабочего хода пакера. При этом

за счет сил трения о стенки скважины уплотнительный резиновый элемент и ствол пакера остаются в неподвижном состоянии, а патрубок вместе со штуцером перемещается в нижнее положение.

В процессе движения патрубка вниз отверстия рабочей камеры смещаются относительно друг друга, предотвращая падение давления, а упоры освобождают секторы штуцера, которые поворачиваются на пальцах, полностью раскрывая внутренний канал пакера. В этот момент давление резко уменьшается, что служит сигналом об окончании установки пакера.

Затем проводят необходимые исследования или закачивают необходимое количество тампонажной смеси. Сечение внутреннего канала пакера позволяет применять БСС с наполнителями любого состава.

Пакер может быть использован и для изоляции пластов с образованием БСС непосредственно у зоны поглощения путем транспортировки химических реагентов в полиэтиленовых мешках, для вскрытия которых на секторах штуцера установлены пружинные ножи.

Чтобы снять пакер, необходимо приподнять бурильные трубы. При этом отверстия ствола и патрубка смещаются, давление в рабочей камере снижается, поршень под действием пружины возвращается в исходное положение, а резиновые элементы принимают транспортное положение.

5.10.2. Разбуриваемые пакеры

Разбуриваемые пакеры рекомендуется применять в глубоких скважинах при осложненных условиях. Использование разбуриваемых пакеров позволяет последовательно тампонировать несколько пластов, расположенных на различных глубинах, без затрат времени на ОЗЦ между заливками. Отсоединение бурильных труб от пакера сразу после продавки тампонажной смеси предотвращает смешивание и разбавление ее водой или другим раствором, исключает влияние вышележащих водоносных горизонтов и обеспечивает наибольшую безопасность проведения изоляционных работ.

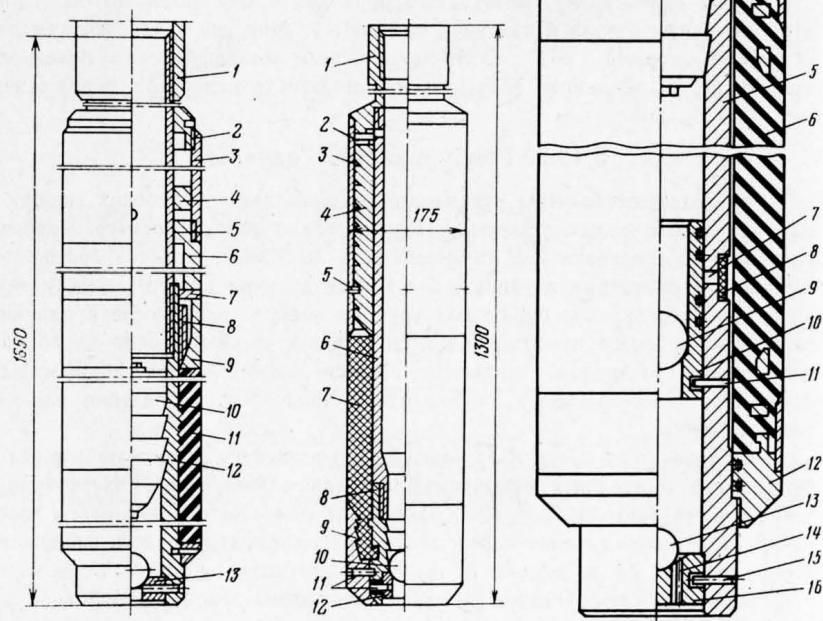
Разбуриваемый пакер А-28 (рис. 5.20) состоит из двух частей: неразбуриваемой (стальной) и разбуриваемой (дюралюминиевой). Неразбуриваемая часть (детали 2, 3, 4, 5, 6) служит для сжатия резинового элемента 11 и присоединения переводника 1. Разбуриваемая часть включает корпус пакера 12 и детали 7, 8, 9, фиксирующие резиновый элемент в сжатом состоянии. Обе части пакера соединены левой резьбой.

После спуска пакера в трубы бросают дюралюминиевый или эbonитовый шар, а затем навинчивают квадратную штангу или заливочную головку, а цементировочными агрегатами закачивают буровой раствор. Шар подходит к седлу 13, перекрывает отверстия, и в трубах создается давление, которое передается в рабочую камеру. При этом стакан с цилиндром и кольцом перемещается вниз, сжимая резиновый элемент. Вместе с корпусом опускаются и плашки, которые входят в зацепление с нарезкой на стволе. При давлении 8—9 МПа, когда резиновый элемент достаточно сжат и плотно прилегает к стенке скважины, штифты, удерживающие седло, срезаются и давление в трубах резко падает.

После закачивания тампонажной смеси ведущую трубу или заливочную головку отсоединяют и в бурильные трубы бросают пробку 10, которую продавливают расчетным объемом бурового раствора. Пробка перекрывает канал ствола пакера, в результате чего резко повышается давление.

Вращением инструмента вправо неразбираемая часть пакера отвинчивается и извлекается на поверхность.

Разбуриваемый пакер РП-175 (рис. 5.21). Основные узлы пакера — разбуриваемая часть, в которую входят корпус 8, резиновый элемент 7, конус 4 с уплотнительным кольцом 2, башмак 9 и седло 12, и неразбуриваемая часть, содержащая переводник 1, кожух 3, ствол 6.



**Рис. 5.20. Разбурива-
емый пакер А-28:**

1 — переводник; 2 —
кольцо; 3 — цилиндр; 4 —
диск; 5 — труба; 6 —
стакан; 7 — кольцо; 8 —
плашки; 9 — корпус пла-
шек; 10 — пробка; 11 —
резиновый элемент; 12 —
корпус пакера; 13 —
седло

**Рис. 5.21. Разбурива-
емый пакер РП-175:**

1 — переводник; 2 — уп-
лотнительное кольцо;
3 — кожух; 4 — конус;
5 — штифт; 6 — ствол;
7 — резиновый элемент;
8 — корпус; 9 — башмак;
10 — шар; 11 — штифты;
12 — седло

**Рис. 5.22. Разбуриваемый
пакер РП-4:**

1 — переводник; 2 — пробка;
3 — уплотнительное кольцо;
4 — верхняя головка, 5 —
ствол; 6 — резиновый эле-
мент; 7 — отверстие; 8 — об-
ратный клапан, 9, 13 — ша-
ры; 10 — втулка; 11, 15 —
штифты; 12 — нижняя го-
ловка; 14 — перепускной
канал; 16 — седло

Работа с этим пакером аналогична работе с пакером А-28. Деформация резинового элемента осуществляется конусом, которыйдвигается вниз под действием давления бурового раствора.

Разбуриваемый пакер РП-4 (рис. 5.22) опускают в скважину обычным способом. После спуска скважину промывают и в бурильные трубы сбрасывают шар 13, а затем шар 9, которые перекрывают отверстия соответственно в седле 16 и втулке 10. Нагнетанием жидкости в трубах создается давление, под которым происходит удлинение бурильной колонны, однако уплотнительный элемент в это время не деформируется, так как отверстие 7 перекрыто втулкой. При определенном давлении штифты 11 срезаются и втулка 10 благодаря деформирующей камере плавно опускается до упора в седло. При этом исключается падение давления над втулкой и сохраняется удлинение бурильной колонны. Достигается это за счет наличия в седле перепускных каналов 14 и постепенного выхода из них жидкости, заключенной между втулкой и седлом.

Как только втулка переместится ниже отверстия 7, перепад давления передается через обратный клапан под уплотнительный элемент, который разобщит затрубное пространство. При достижении необходимого перепада давления осуществляют посадку бурильных труб, а нагрузку на пакер доводят до 30—50 кН. Затем штифты 15, имеющие сопротивление среза на 15—20 % выше, чем у штифтов 11, срезаются, и седло, втулка и шары падают на забой скважины. Через открытый канал ствола пакера производят необходимые работы: исследование зоны поглощения, закачивание тампонажной смеси и т. д.

Переток жидкости в процессе твердения смеси исключен, так как канал ствола пакера перекрывается продавочной пробкой 2, спускаемой в бурильные трубы перед продавочной жидкостью. При посадке пробки давление в трубах повышается, ее конические резиновые кольца входят в соответствующие проточки внутри ствола пакера, благодаря чему предотвращается движение пробки вверх от действия давления снизу. После посадки пробки бурильные трубы с переводником вращением вправо отсоединяют от пакера.

Разбуриваемый пакер РПМ Татнипинефть (рис. 5.23) состоит из разбуриваемой части и гидравлической головки. Гидравлическая головка служит для сжатия резинового элемента.

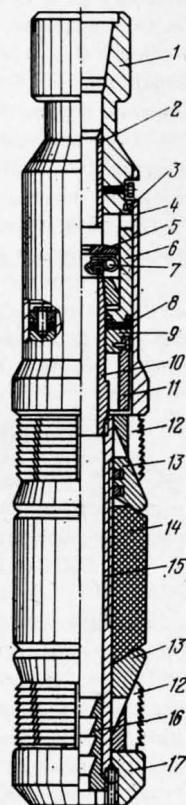


Рис. 5.23. Разбуриваемый пакер РПМ Татнипинефть:

- 1 — переводник; 2 — втулка; 3 — резиновое кольцо; 4 — кожух; 5 — заслонка; 6 — вилка; 7 — седло; 8 — манжета; 9 — поршень; 10 — ствол; 11 — толкатель; 12 — плашки; 13 — конус; 14 — резиновая манжета; 15 — ствол; 16 — седло; 17 — башмак

Пакер присоединяют к колонне бурильных труб и опускают в скважину на заданную глубину. Затем в бурильную колонну бросают шар, который, двигаясь в потоке закачиваемой в скважину жидкости, открывает осевое отверстие в заслонках 5. При создании в бурильной колонне давления 7,5 МПа резиновая манжета 14 за счет движения вниз поршня 9 и толкателя 11 деформируется и разобщает затрубное пространство. При этом верхняя плашка 12 разорвется и произойдет заклинивание верхнего конуса 13.

При нагружении колонны с силой 100—150 кН нижняя плашка разрывается и заклинивает нижний конус 13. Разгрузкой на 150 кН и повторным натяжением дополнительно уплотняют резиновую манжету 14. Затем сбрасывают давление. Заслонки 5 при этом под действием пружин раскрываются и шар падает на забой.

При использовании пакера в качестве разделительного моста гидравлическую головку опускают в скважину без заслонок и после спуска пакера до необходимой глубины вместо шара в бурильные трубы бросают пробку, которая фиксируется в седле 16 выступами.

5.11. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПЕРЕКРЫТИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Для изоляции зон катастрофического поглощения, приуроченных к крупнотрещиноватым и кавернозным пластам, применяют различные перекрывающие устройства:

Во ВНИИБТ разработаны устройства типа УПП, содержащие эластичную сетчатую оболочку (например, капроновую, нейлоновую и др.), с помощью которой в зоне поглощения создается искусственная пористость с порами необходимых размеров.

Перед спуском в скважину перекрывающего устройства необходимо исследовать скважину с целью определения глубины, мощности и диаметра поглощающего интервала, а также интенсивности поглощения. По данным исследований выбирают тип и длину перекрывающего устройства, необходимое количество тампонажной смеси и наполнителя. Длина сетчатой оболочки должна быть в 1,5—3 раза больше мощности зоны поглощения.

Устройства опускают в скважину на бурильных трубах, устанавливают на 0,5—0,8 м от забоя и промывают. Затем в бурильные трубы бросают шар. При этом за счет избыточного давления шпильки,держивающие башмак устройства, срезаются и инструмент медленно поднимается от забоя на длину сетчатой оболочки. Подъем производится с одновременным закачиванием в бурильные трубы сначала 1—1,5 м³ воды и цементного раствора, приготовленного из 1,5—2 т цемента, а затем остального цементного раствора с добавлением 3—4 % кожи «горох» или другого наполнителя. Растекаемость цемента с наполнителем должна быть 12—16 см по конусу АзНИИ.

После продавки смеси инструмент поднимают с обязательным доливом бурового раствора в скважину.

Для изоляции зон поглощений применяют также мешки, изготавляемые из брезента, мешковины или других материалов. Длина мешка

должна быть больше высоты каверны в скважине не менее чем на 0,5 м, а диаметр больше наибольшего диаметра каверны в 1,5—2 раза.

В зону поглощения мешки доставляют в специальном приспособлении, выполненном из обсадной трубы, или другим способом.

В Куйбышевнинп разработан кассетный перекрываематель, содержащий корпус, в который вставляются труба с надетым на нее свернутым в рулон дюралюминиевым или стальным листом и поршень. В зоне поглощения лист выдавливается в ствол скважины, расширяется и перекрывает зону поглощения.

Если с помощью упомянутых перекрывающих устройств не удается изолировать каналы поглощения, то предусматривают спуск в скважину обсадных колонн (хвостовиков).

5.12. ДРУГИЕ МЕТОДЫ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

5.12.1. Замораживание зон поглощения

Сущность метода заключается в подаче в скважину хладагента, например жидкого азота, который замораживает стенки скважины на определенную глубину, образуя вокруг ствола непроницаемый водогрунтовый цилиндр.

Транспортировать жидкий азот к зоне поглощения можно с помощью специальных вакуумированных цилиндрических заслонок, снабженных клапанами. При упоре на забой клапан открывается и жидкий азот вытекает из скважины.

Также разработаны конструкции заслонок с дистанционными клапанами, открывающимися через определенный промежуток времени.

Если время отставания ледогрунтового цилиндра окажется недостаточным для углубления или крепления скважины, то можно многократно замораживать одну и ту же зону поглощения.

Время оттаивания ледогрунтового цилиндра зависит от времени замораживания, количества поданного хладореагента, температуры замерзания пластовой жидкости, величины геотермического градиента, скорости движения раствора в замороженной зоне при промывке и т. д.

5.12.2. Изоляция зон поглощения с помощью взрыва

Для борьбы с поглощением в кавернозных и трещиноватых пластах взрывают торпеды. Величина заряда взрывчатого вещества и размер торпеды определяются интенсивностью поглощения и мощностью поглощающего пласта. При взрыве происходит смыкание трещин вследствие бокового скола, уплотнения пород и закупоривания трещин разрушенной породой.

Взрыв в тампонирующей среде в зоне поглощения приводит к еще большей эффективности изоляционных работ и повышает закупоривающие свойства быстросхватывающихся смесей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айвазов С. С., Костыркин А. Н. Повышение эффективности нефтяных ванн.— Бурение, 1966, № 10, с. 8—10.
2. Белоусов Г. А., Винарский М. С., Сурикова О. А. Использование облегченных тампонирующих смесей для ликвидации поглощений бурого раствора.— Бурение, 1979, № 10, с. 52—54.
3. Булатов А. И., Уханов Р. Ф. Совершенствование гидравлических методов цементирования скважин. М., Недра, 1978.
4. Бурильные трубы из алюминиевых сплавов/В. Ф. Штамбург, Г. М. Файн, С. М. Данелянц и др., М., Недра, 1980.
5. Виноградов В. Н., Сорокин Г. М., Пашков А. Н. Виды разрушения и износа опоры шарошечных долот малых размеров.— Нефтяное хозяйство, 1966, № 10, с. 14—18.
6. Войцеховский А. П. Перепад давления как причина прихватов бурильных труб. Нефтепромысловое дело, 1960, № 1, с. 4—7.
7. Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощением промывочной жидкости при бурении скважин. Краснодар, изд. ВНИИКрнефть, 1974.
8. Гидравлика глинистых и цементных растворов/А. Х. Мирзаджанзаде, А. А. Мирзоян, Г. М. Гавинян и др. М., Недра, 1976.
9. Гидромеханический паук для подъема крупных кусков металла с забоя скважин/С. И. Антаманов, Е. А. Лебедев, Е. В. Димеденко и др.— Бурение, 1979, № 7, с. 11—12.
10. Горшков Г. Ф., Поляков Л. П., Курочкин Б. М. Выбор тампонирующих смесей в зависимости от величины раскрытия поглощающих каналов, определяемых по результатам механического каротажа.— Бурение, 1974, № 1, с. 16—20.
11. Григорян С. С., Корабельников М. И. Опыт ликвидации прихватов бурильного инструмента с помощью возбудителя упругих колебаний на площадях Узбекистана.— Бурение, 1974, № 10, с. 22—25.
12. Данюшевский В. С., Толстых И. Ф., Мильштейн В. В. Справочное руководство по тампонажным материалам. М., Недра, 1973.
13. Дубленич Ю. В., Жданков В. Ф. Применение гидравлического ударного механизма ГУМ-162 при ликвидации прихватов бурильного инструмента.— Бурение, 1979, № 4, с. 10—20.
14. Единые технические правила ведения работ при бурении скважин. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1968.
15. Изменение дифференциального давления в зависимости от концентраций выбуренной породы в буровом растворе/А. З. Эфендиев, К. А. Фриев, Н. И. Бердина и др.— Бурение, 1979, № 12, с. 13—14.
16. Инструкция по бурению нефтяных и газовых скважин алмазными буровыми инструментами. М., изд. ВНИИБТ, 1979.

17. Инструкция по исследованию и изоляции поглощающих пластов при бурении скважин на площадях Волгоградской области. Волгоград, Волгоградское книжное издательство, 1971.
18. Инструкция по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1979.
19. Инструкция по ликвидации прихвата колонны труб в глубоких скважинах гидроимпульсным способом. М., изд. ВНИИБТ, 1972.
20. Инструкция по эксплуатации шарошечных долот при бурении нефтяных и газовых скважин. М., изд. ВНИИБТ, 1978.
21. Инструкция по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб, Куйбышев, изд. ВНИИТнефть, 1979.
22. Инструкция по технологии бурения, крепления, предупреждению аварий и осложнений при проводке скважин. Баку, Азернешр, 1976.
23. Исследование и изоляция поглощающих пластов в процессе проводки скважин/Г. С. Абдрахманов, Н. И. Рылов, В. И. Крылов и др. ВНИИОЭНГ, М., 1973.
24. Крылов В. И. Изменение гидродинамического давления в скважине в зависимости от скорости спуска бурильной колонны.— Нефтяное хозяйство, 1976, № 1, с. 13—16.
25. Крылов В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. М., Недра, 1980.
26. Крылов В. И., Лебедев Е. А., Хуршудов В. А. Предупреждение и ликвидация поглощений промывочной жидкости в скважине при повышенных забойных температурах и аномально высоких пластовых давлениях. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1972.
27. Левченко А. Г., Падег К. П., Допилко Л. И. Совершенствование конструкции ударного ясса и проектирование регламентов его работы.— Бурение, 1974, № 10, с. 66—69.
28. Макеев Н. М., Серенко И. А. Эффективность применения тампонажных паст для ликвидации зон поглощений.— Бурение, 1974, № 7, с. 5—8.
29. Мирзаджанзаде А. Х., Крылов В. И., Аветисов А. Г. Теоретические вопросы проводки скважин в поглощающих пластах. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1973.
30. Мищевич В. И. Гидродинамические исследования поглощающих пластов и методы изоляции. М., Недра, 1974.
31. Некоторые проблемы буровой гидравлики/А. Х. Мирзаджанзаде, Н. И. Титков, А. А. Мовсумов и др.— В кн.: Гидравлика промывочных и цементных растворов. М., 1969, с. 115—135.
32. Опыт использования тампонажных растворов с высокой водоотдачей для ликвидации поглощений в Альметьевском УБР/Б. М. Курочкин, Р. Х. Фаткуллин, Т. Н. Бикчурин и др.— Бурение, 1979, № 1, с. 15—17.
33. Пустовойтенко И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурениях. М., Недра, 1973.
34. Пустовойтенко И. П., Сельващук А. П. Краткий справочник мастера по сложным буровым работам. М., Недра, 1971.

35. *Пустовойтенко И. П., Москвитин И. Ф.* Опыт применения корпусных торпед из детонирующего шнура при ликвидации сложных аварий.— Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1975, № 8, с. 12—18.
36. *Пустовойтенко И. П., Москвитин И. Ф., Богатиков В. И.* Повышение эффективности работ по извлечению каротажного кабеля.— Бурение, 1975, № 3, с. 23—31.
37. *Рекомендации по безаварийному ведению буровых работ и соблюдению техники безопасности.* Грозный, Чечено-Ингушское книжное издательство, 1977.
38. *Рязанов Я. А.* Справочник по буровым растворам М., Недра, 1981.
39. *Самотой А. К., Кошелев Н. Н.* Инструкция по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин. М., Недра, 1979.
40. *Самотой А. К.* Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. М., Недра, 1979.
41. *Сахаров З. А.* Ликвидация прихватов при бурении скважин. М., Недра, 1968.
42. *Сельващук А. П.* Прогнозирование градиента давления гидроразрыва пласта.— Нефтяное хозяйство, 1979, № 5, с. 15—17.
43. *Сельващук А. П., Сливак Е. Д., Ульянов М. Г.* Борьба с поглощениями бурового раствора при бурении скважин на Шебелинском месторождении.— Бурение, 1978, № 4, с. 25—29.
44. *Справочник инженера по бурению. Том 2.* М., Недра, 1973.
45. *Трубы нефтяного сортамента.* Справочное руководство/А. Е. Сароян, Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский и др. М., Недра, 1976.
46. *Целищев В. Ф., Белоусов Г. А.* Определение формы поглощающих каналов с помощью печати.— Бурение, 1974, № 3, с. 31—33.
47. *Шерстнев Н. М., Разаде З. М., Ширинзаде С. А.* Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. М., Недра, 1979.
48. *Шищенко Р. И., Есьман Б. И.* Практическая гидравлика в бурении. М., Недра, 1966.

О Г Л А В Л Е Н И Е

1. Аварии и их причины	3
1.1. Понятие об авариях и их классификация	3
1.2. Аварии с бурильной колонной	4
1.3. Прихваты	8
1.4. Аварии с обсадными колоннами	11
1.5. Аварии вследствие неудачного цементирования	12
1.6. Аварии с турбобурами	13
1.7. Аварии с долотами	14
1.8. Прочие виды аварий	15
1.9. Порядок расследования и учета аварий	18
2. Методы ликвидации аварий	21
2.1. Ликвидация аварий с бурильной колонной	21
2.2. Ликвидация аварий, возникающих при спуске и креплении обсадных колонн	46
2.3. Ликвидация аварий с турбобурами и турбодолотами	48
2.4. Ликвидация аварий с долотами	49
2.5. Освобождение скважин от посторонних предметов	50
2.6. Ликвидация прочих аварий	51
2.7. Техника безопасности при ликвидации аварий	58
3. Предупреждение аварий	60
3.1. Предупреждение аварий с элементами бурильной колонны	61
3.2. Предупреждение прихватов бурильных колонн	74
3.3. Предупреждение аварий при креплении скважин	82
3.4. Предупреждение аварий с забойными двигателями	87
3.5. Предупреждение аварий с долотами	91
3.6. Предупреждение попадания в скважину посторонних предметов	95
3.7. Предупреждение прочих аварий	97
4. Ловильный инструмент	99
4.1. Общие положения по эксплуатации ловильного инструмента	99
4.2. Ловители с промывкой	100
4.3. Метчики	103
4.4. Колокола	109
4.5. Центрирующие приспособления к ловильному инструменту	114
4.6. Труболовки	118
4.7. Фрезеры	122
4.8. Фрезеры-ловители магнитные	133
4.9. Устройства для удаления мелких металлических предметов с забоя	135
4.10. Устройства для ликвидации прихватов	141
4.11. Торпеды	148

4.12. Труборезки	158
4.13. Прихватоопределители	163
4.14. Печати	164
4.15. Ловильный инструмент для извлечения турбобуров	167
4.16. Отводные крючки	169
4.17. Ерши	171
4.18. Отклонители	173
5. Борьба с поглощениями, возникающими при проводке скважин	175
5.1. Природа поглощений	175
5.2. Предупреждение поглощений	178
5.3. Исследование поглощающих скважин	193
5.4. Классификация зон поглощения, выбор способов и средств их изоляции	205
5.5. Тампонажные смеси для изоляции зон поглощения	211
5.6. Доставка изоляционных смесей в зону поглощения	227
5.7. Намыв наполнителей в зону поглощения	231
5.8. Способы приготовления быстросхватывающихся смесей	232
5.9. Забойные смесители	233
5.10. Пакеры для исследования и изоляции зон поглощения	235
5.11. Устройства для перекрытия зон поглощения	242
5.12. Другие методы изоляции зон поглощения	243
Список литературы	244

ИВАН ПАВЛОВИЧ ПУСТОВОЙТЕНКО, АЛЕКСЕЙ ПЕТРОВИЧ СЕЛЬВАЩУК
СПРАВОЧНИК МАСТЕРА ПО СЛОЖНЫМ БУРОВЫМ РАБОТАМ

Редактор издательства *Е. И. Брагина*
 Перецвет художника *С. С. Водицы*
 Художественный редактор *В. В. Шутко*
 Технические редакторы *А. В. Трофимов, О. Ю. Трепенок*
 Корректор *М. П. Курилева*

ИБ № 4117

Сдано в набор 08.02.83. Подписано в печать 02.06.83. Т-12152. Формат 60×90^{1/16}. Бумага типограф. № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 15,5.
 Усл. кр.-отт. 15,5. Уч.-изд. л. 18,23. Тираж 15500 экз. Заказ 575/8240—5. Цена 1р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
 Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.